

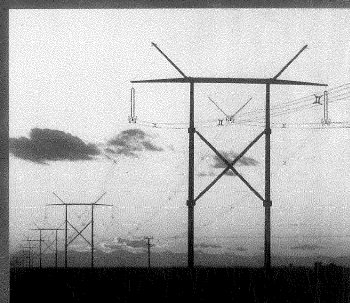
Carlos Manuel Bastos

Manuel Ángel Abdala

Transformación del sector eléctrico argentino

con la colaboración de:

José Luis Arrufat
Ángel Enrique Neder
Marcelo A. Schoeters



Carlos Manuel Bastos es
Ingeniero Electricista
Electrónico egresado de la
Universidad Nacional de
Córdoba. Actualmente se
desempeña como Secre-
tario de Energía de la Na-
ción Argentina. Fue inves-
tigador del IEERAL en el
área de Economía de la
Energía y de los Servicios
Públicos, Jefe de Análisis
de Inversiones y Obras en
EPEC, y consultor en el
área de energía eléctrica
de instituciones como el
BID y el Harvard Institute
for International Econo-
mic Development. Ha pu-
blicado numerosos traba-
jos sobre el sector eléctri-
co argentino y de otros
países latinoamericanos.

LIBRERIA
UNIVERSITARIA
CORRIENTES 913 - CAPITAL
TEL. 326-1006/8950/1039/7917 FAX: 322-9114

Transformación del sector eléctrico argentino

El sector eléctrico argentino ha experimentado una profunda transformación en los últimos años, marcada por la privatización de las empresas estatales y la implementación de reformas regulatorias. Este proceso ha permitido atraer inversión extranjera y mejorar la eficiencia del sistema. Sin embargo, también ha generado desafíos, como la necesidad de modernizar la infraestructura y garantizar el acceso universal a la energía.

La privatización comenzó en 1992 con la venta de la Compañía Nacional de Distribución de Electricidad (ENDESA). Desde entonces, se han privatizado varias otras empresas, incluyendo la Compañía Nacional de Tracción de Electricidad (ENTEL) y la Compañía Nacional de Gas (ENAGAS). Estas empresas ahora operan en un marco regulatorio establecido por la Comisión Federal de Regulación de Energía (CFRE).

La CFRE es el organismo encargado de regular el sector eléctrico, asegurando que las empresas privadas operen de manera eficiente y transparente. También es responsable de garantizar que los precios de la electricidad sean justos y que se mantenga un nivel adecuado de servicio al cliente.

Además de la privatización, se han implementado varias reformas regulatorias para mejorar el sector. Estas incluyen la creación de un mercado eléctrico competitivo, la implementación de estándares de calidad de servicio y la promoción de la energía renovable.

La energía renovable ha ganado importancia en los últimos años, con un crecimiento significativo en la capacidad instalada. Esto se debe a la implementación de incentivos fiscales y a la creciente conciencia ambiental. Sin embargo, aún queda mucho por hacer para alcanzar los objetivos de sostenibilidad establecidos en el Plan Nacional de Energía.

En conclusión, la transformación del sector eléctrico argentino ha sido un proceso complejo pero necesario. Ha permitido mejorar la eficiencia y atraer inversión, pero también ha generado desafíos que deben ser abordados para garantizar un futuro sostenible y seguro para todos los argentinos.

Agradecimientos

Este trabajo se llevó a cabo a través de la Secretaría de Energía y con financiamiento parcial del Banco Mundial (préstamo 2854-AR). Las opiniones aquí vertidas, como así también los posibles errores, pertenecen a los autores.

Un número importante de funcionarios y asesores del gobierno, muchos de los cuales fueron protagonistas en el proceso de transformación, brindó apoyo técnico y elementos cognositivos para la realización de este libro. Ellos son:

<i>Agüero, Raúl</i>	<i>Alfano, Graciela</i>	<i>Arizu, Beatriz</i>
<i>Ballart, Alicia</i>	<i>Barido, Raúl</i>	<i>Berra, Juan Carlos</i>
<i>Blanco, Agustín</i>	<i>Caruso, Luis María</i>	<i>D'Addario, Roberto</i>
<i>Grisanti, Haroldo</i>	<i>Hevia, Alberto</i>	<i>Kamman, Cora</i>
<i>Massei, Cristina</i>	<i>Mattausch, Carlos</i>	<i>McLaughlin, Alfredo</i>
<i>Mirkin, Alfredo</i>	<i>Parizzia, Eduardo</i>	<i>Roscardi, Marta</i>
<i>Scarfiello, Silvia</i>	<i>Servant, Mónica</i>	<i>Simon, Mónica</i>
<i>Sperman, Marcelo</i>	<i>Sruoga, Alejandro</i>	<i>Valdez, Marcela</i>
<i>Zaghini, Marta</i>		

Asimismo, varios profesionales y empresarios del sector privado merecen nuestro reconocimiento por hacernos conocer de distinta manera sus puntos de vista sobre los cambios ocurridos en el sector. Nos referimos a:

<i>Badaracco, Enrique</i>	<i>Beuret, Luis</i>	<i>Bouille, Daniel</i>
<i>Bragulat, Julio</i>	<i>Damonte, Mario</i>	<i>Dubrovsky, Hilda</i>
<i>Núñez Sabas, Gracia</i>	<i>Henriquez V., Germán</i>	<i>Karacksonyi, Jorge</i>
<i>Olmos, Florencio</i>	<i>Petracchi, Gustavo</i>	<i>Ponasso, Federico</i>
<i>Rigoberto Mejía, A.</i>	<i>Sanz, José</i>	<i>Sanz, Ramón</i>
<i>Soto V., Humberto</i>		

Para quienes leyeron y comentaron las versiones preliminares de este trabajo, *Agustín Blanco, Santiago Cúneo, Béla Csik, Carlos Mattausch y Fabio Olivero*, nuestro más sincero agradecimiento por sus valiosas sugerencias.

El excelente apoyo informático brindado por *Néstor Sulikowski* facilitó la rapidez en la edición, junto con la colaboración en diseño de gráficos y cuadros de *Raúl Guzzo* y *Gustavo Pistoia*.

Por último, se agradece el ameno auxilio y paciencia que en todo momento nos brindaron el staff secretarial compuesto por:

<i>Adehemar, Verónica</i>	<i>Buljevuch, Verónica</i>	<i>Chuha, analía</i>
<i>Farina, Andrea</i>	<i>Gil, María Gabriela</i>	<i>Monteoliva, Bibiana</i>
<i>Moreno, Nora</i>	<i>Spitale, Sandra</i>	

Colaboraciones

José Luis Arrufat brindó su aporte personal en la explicación del funcionamiento del mercado eléctrico mayorista, presentación que se plantea en la sección IV.B. José Luis Arrufat es Doctor en Economía de London School of Economics y Licenciado en Economía de la Universidad Nacional de Córdoba. Es profesor de la cátedra de Econometría en la Universidad Nacional de Córdoba y de Política Económica en la Universidad Católica de Córdoba. Además realiza actividades de consultoría.

Ángel Enrique Neder contribuyó al entendimiento de las relaciones nación-provincias (secciones I.A.5, III.C.1 y III.C.2) y a caracterizar la estructura del sector (secciones I.B.1 a I.B.3). Enrique Neder es candidato a Doctor en Economía y Licenciado en Economía de la Universidad Nacional de Córdoba, donde es investigador y profesor adjunto de Macroeconomía y Economía Monetaria. También es consultor económico.

Marcelo Schoeters colaboró con los autores en todos los temas relacionados a energía y medio ambiente (secciones I.B.4, V.B.3 y VI.B.2), como así también en la descripción del proceso de privatizaciones (sección III.B), las funciones de los protagonistas de la regulación (sección V.A.2), el manejo de aguas (IV.A.2.b.ii), las metas de calidad en la distribución (IV.D.2.b) y las ilustraciones de reformas eléctricas a nivel internacional (sección VI.A). Marcelo Schoeters es Licenciado en Economía de la Universidad Nacional de Córdoba. Actualmente se desempeña como economista asociado a una consultora privada internacional.

Prólogo

Este libro es el relato preciso, fundado y documentado de una de las transformaciones de mayor relevancia emprendidas por el gobierno del Presidente Carlos S. Menem, la del sector eléctrico argentino. Esta trascendental obra de reorganización económica institucional de la industria y de transferencia de empresas estatales nacionales al sector privado, forma parte a su vez de un integral programa de cambio de toda la organización de la economía argentina.

Como Ministro de Economía y Obras y Servicios Públicos y como creador y conductor durante muchos años del Instituto de Estudios Económicos sobre la Realidad Argentina y Latinoamericana, IEERAL, de la Fundación Mediterránea, no puedo dejar de expresar enfáticamente mi enorme satisfacción por ver, en este relato, no la historia de un fracaso sino la de un significativo éxito.

Pero este éxito, tuvo una larga génesis. Es el resultado de la feliz concurrencia de un integral y sistemático estudio de las causas del estancamiento argentino y de la férrea y decidida voluntad política del Presidente Menem de eliminar dichas causas y de impulsar a nuestro país por una senda sostenida de crecimiento y bienestar.

No hubiera sido posible transformar el sector eléctrico argentino en un corto período de poco más de dos años, sino hubiera existido esta feliz concurrencia. Carlos Bastos, durante muchos años investigador del IEERAL, en el equipo que tan brillantemente condujo Carlos A. Givogri, se incorporó luego como mi colaborador inmediato en la Secretaría de Energía. Desde allí, lúcidamente aprovechó los conocimientos acumulados sobre el sector, y eficientemente llevó a la práctica mis directivas y las del Señor Presidente para resolver en tan corto período los graves problemas estructurales del sector y montar un esquema institucional que permita anticipar la feliz solución de los desafíos futuros del nuevo ordenamiento del sistema eléctrico argentino.

Manuel A. Abdala, joven economista, de sólida formación, fue uno de sus colaboradores y es coautor de este libro.

En resumen, esta historia de un éxito no sólo informa sobre la transformación del sector eléctrico, sino que también ejemplifica, con contundencia, la seriedad de este esfuerzo de los argentinos para abandonar definitivamente la realidad desconcertante del estancamiento y asumir irrenunciablemente el objetivo de progreso y bienestar.

Domingo Felipe Cavallo

Indice

Agradecimientos	VII
Colaboraciones	IX
Prólogo	XI
Indice de Gráficos	VIII
Indice de Cuadros	IX
Introducción	1
I. La evolución del sector eléctrico	7
A. Breve repaso de la historia del sector	7
1. Los servicios en la ciudad de Buenos Aires	7
2. Agua y Energía Eléctrica	9
3. Aprovechamientos hidroeléctricos	12
4. Energía nuclear	14
5. Los servicios en el interior	15
a. EPEC	17
b. DEBA / ESEBA	18
B. Estructura del sector	19
1. Oferta	19
a. Parque generador y potencia instalada	19
b. Ubicación regional de la potencia	22
c. Generación	23
d. Reservas del sistema	25
e. Sistema de transporte	27
f. Relación con otras fuentes de energía	27
2. Demanda	28
a. Consumo	28
b. Políticas tarifarias	31
3. Indicadores de performance	38
a. Productividad y otras relaciones físicas	38
b. Inversiones	42
c. Resultados financieros	46
4. El sector y el medio ambiente	52
a. El efecto ambiental de la generación eléctrica	52
b. Instituciones con el rol de contralor	57
C. Organización institucional anterior a la transformación	60
1. Ordenamiento del sector	60
2. Relaciones interempresarias y funcionamiento del SIN	63

II. Las ideas y motivaciones de la transformación	67
A. Antecedentes de intentos de transformación	67
1. El período 1958-1989	67
2. Las ideas al comienzo de la administración Menem	71
B. Origen de las nuevas ideas	76
C. El porqué del rumbo elegido a partir de 1991	81
1. Necesidad de acción	81
a. El Estado como planificador	81
b. El Estado como inversor	83
c. El Estado como empresario	84
d. Las demandas de la coyuntura	85
2. Transformación sectorial y política gubernamental	88
a. ¿Privatización fiscalista?	88
b. Otros motivos extrasectoriales	89
3. Una ilustración concreta de la necesidad del cambio: SEGBA	91
III. El diseño de las privatizaciones	95
A. El proceso global de privatización	95
1. Estrategia	95
a. Privatización y marco regulatorio	95
b. Separación de actividades	95
c. Secuencia y ejecución	97
2. Marketing del proceso	100
3. Rol de las consultoras y los organismos internacionales	103
B. Características de las privatizaciones ya concluidas	106
1. SEGBA	109
a. La empresa en la etapa de preparación	109
b. División y venta al sector privado	111
2. A y E	116
a. Reestructuración empresarial	116
b. Separación de actividades y transferencias	118
i. Traspaso a provincias	118
ii. Venta al sector privado	120
3. Hidronor	125
a. Gestión previa a la privatización	125
b. Separación horizontal y venta al sector privado	126
4. La actividad del transporte	132
a. Transener	133
b. Las empresas de transporte de distribución troncal (ETDT)	137
c. Otras empresas de transporte	137
5. Cammesa	138
C. Las repercusiones de los cambios propuestos	142
1. Las dificultades a sortear	142

a. Fuerzas laborales	142
b. Barreras legales	142
c. Jurisdicciones provinciales	149
i. La aceptación al nuevo esquema	149
ii. Hidronor y las provincias del Comahue	152
d. Grupos empresariales	155
i. Inversores potenciales	155
ii. Contratistas de obras y proveedores de insumos	156
iii. Grandes usuarios	158
e. Gobierno y política	158
2. Los cambios incipientes en las provincias	160
a. Empresas provinciales	160
i. San Luis	161
ii. Córdoba	161
iii. Mendoza	165
b. Cooperativas	165
IV. El marco regulatorio	167
A. El espíritu del marco regulatorio	167
1. Las señales económicas de la regulación	167
2. La actividad de generación	169
a. Térmica convencional	169
b. Hidroeléctrica	171
i. La necesidad de regulación	171
ii. Manejo de aguas	172
c. Empresas remanentes del Estado	176
B. La organización del MEM	179
1. Las bases del MEM	179
2. Determinación del precio spot en base a costos marginales	182
a. Un modelo sencillo	182
b. Algunas extensiones del modelo básico	188
c. La evolución reciente del costo marginal de corto plazo	191
3. La programación estacional	194
a. La base de datos estacional	194
b. Centrales hidroeléctricas	197
c. Precio estacional para los distribuidores	202
C. La regulación del transporte	205
1. Los pilares de la concesión del transporte	205
2. El sistema de remuneraciones al transporte	206
3. Acceso abierto y conexión a la red	213
4. Los mecanismos de expansión del sistema	213

D. La regulación en las empresas de distribución	219
1. Antecedentes históricos sobre concesiones en el sector	219
a. Las concesiones de principios de siglo	219
b. Las revisiones de 1936 y el informe Rodríguez Conde	221
c. El caso de CIAE	224
d. Regulación tradicional a partir de la creación de SEGBA	227
2. Innovaciones de las actuales concesiones en la distribución	230
a. Esquema general	230
b. Las metas de calidad	233
c. Formación de tarifas en la distribución	239
V. La transición y el funcionamiento del sistema	241
A. El nuevo rol del Estado	241
1. Los desafíos de la transición	241
2. Los protagonistas de la regulación	243
a. El Ente regulador: objetivos	243
b. Las funciones del ENRE	245
i. Vigilancia y fomento de prácticas competitivas	245
ii. Control de calidad y poder de policía	245
iii. Entradas y salidas de la industria	246
iv. Cuestiones tarifarias	247
c. ¿Quiénes conforman el ENRE y cómo funciona?	247
i. El nombramiento de los directores	247
ii. Transición y funcionamiento	247
d. Las funciones de la SE	253
i. Generación	253
ii. Transporte	253
iii. Distribución	254
iv. Grandes usuarios	254
v. Despacho	255
vi. Aplicación general	255
e. Interrelación de funciones entre el ENRE, la SE y Cammesa	256
B. Performance del sector en la transición	259
1. Unidades de generación	259
2. Las nuevas empresas de distribución	263
a. Inercia de los problemas heredados	263
b. Planes de inversión	265
c. Reestructuración de recursos humanos	266
3. La incorporación de las cuestiones ambientales	267

a. Cambios institucionales introducidos con la transformación	267
b. Cómo respetar el ecosistema	268
i. Centrales de generación térmica	269
ii. Uso de los recursos hidroeléctricos	274
iii. Transporte y medio ambiente	276
c. Prácticas conservadoras de energía	277
C. La transición en la percepción del sector privado	280
1. La regulación en la práctica	280
2. Cuestiones puntuales aparecidas en la transición	281
a. Determinación de precios en el MEM	281
i. Formación de precios spot	281
ii. Las máquinas excluidas	285
iii. Contratos a término	286
b. Posibles prácticas anticompetitivas	287
c. Los planteos en la distribución	288
i. Metas de calidad y pérdidas no técnicas	288
ii. El VAD	290
iii. Precios y prácticas conservacionistas	291
iv. La distribución en las provincias	291
v. Criterios de racionamiento (cortes)	292
d. Surgimiento de nuevas inversiones	293
e. Grandes usuarios	294
f. El Fondo de Estabilización	296
VI. Los desafíos futuros	299
A. El modelo argentino en función de la experiencia internacional	299
1. Los cambios recientes en la industria a nivel mundial	299
a. Chile	300
i. Rol normativo y regulador vs. rol empresarial	303
ii. Fijación de precios	304
iii. Evaluación de la experiencia chilena	305
b. Inglaterra	305
i. Separación de actividades	306
ii. El manejo del «pool»	307
iii. Regulación	308
c. Escocia	309
d. Irlanda del Norte	310
e. Estados Unidos	311
f. Nueva Zelanda	313
g. España	314
h. Sudáfrica	315
i. Alemania	317

j. Holanda	318
2. Las peculiaridades del esquema argentino	319
B. Los desafíos de la transformación	324
1. Concentración económica y comportamientos anticompetitivos	324
2. Funcionamiento técnico-económico del sistema.....	330
a. La separación de actividades	330
b. Las señales económicas del sistema de precios	332
c. El transporte de energía eléctrica.....	334
i. Racionamiento de la demanda de transporte ..	334
ii. Incentivos y penalidades del sistema de remuneraciones	336
iii. La expansión de la capacidad existente	338
d. El manejo de grandes centrales hidroeléctricas	340
e. Preservación del medio ambiente	341
3. Confiabilidad institucional	342
a. Estabilidad institucional y discrecionalidad del Estado	342
b. Las instituciones de la nueva regulación	346
c. ¿Cómo se completarán las privatizaciones?	347
4. Crecimiento del sector.....	349
a. Planificación y evolución futura	349
b. Crecimiento vs. conservación	352
C. Reflexiones finales	354
1. Los pilares del cambio.....	354
2. La regulación, elemento clave.....	356
3. El futuro	358
Índice de Abreviaturas	361
Bibliografía	364

Índice de Gráficos

Capítulo I

I-1. Margen de reservas nominales del SIN	26
I-2. Configuración física del SIN.....	26
I-3. Indisponibilidad del parque térmico	41

Capítulo II

II-1. El Estado como Planificador.....	82
II-2. Proyectos eléctricos: Tiempos previstos vs tiempos de realización	84
II-3. Riesgo medio de falla esperado en 1992	87

Capítulo III

III-1. Personal de SEGBA: Evolución del nivel de resistencia a la privatización	144
---	-----

Capítulo IV

IV-1. Horizonte financiero de flujo de fondos en proyectos hidroeléctricos.....	172
IV-2. Ejemplo de curvas de oferta en la generación	184
IV-3. Evolución de los costos marginales	192
IV-4. Costos marginales (Octubre 1992)	193
IV-5. Evolución del precio medio total de mercado	193
IV-6. Equilibrio entre la expansión y mantenimiento y las penalidades en distribución	238

Capítulo V

V-1. Generación antes y después de la privatización (Central Puerto)	260
V-2. Generación antes y después de la privatización (Central Costanera).....	261
V-3. Disponibilidad del parque térmico (Central Costanera)	261
V-4. Evolución del Fondo de Estabilización.	297

Capítulo VI

VI-1. Diversificación de la oferta eléctrica	326
--	-----

Índice de Cuadros

Capítulo I

I-1.	Provincialización de AyE anterior a la transformación	16
I-2.	Oferta de energía eléctrica en Argentina.....	20
I-3.	Potencia nominal instalada según fuentes.....	21
I-4.	Participación regional de potencia y consumo.....	23
I-5.	Generación eléctrica según fuentes.....	24
I-6.	Demanda de energía eléctrica en Argentina	29
I-7.	Energía facturada por tipo de cliente	30
I-8.	Tarifas por tipo de usuarios en distintas jurisdicciones	35
I-9.	Carga impositiva en las tarifas eléctricas (impuestos nacionales)	36
I-10.	Carga impositiva en las tarifas eléctricas (impuestos provinciales y municipales).....	37
I-11.	Indicadores de performance del sector eléctrico argentino	39
I-12.	Indicadores de calidad de servicio (Hidronor)	41
I-13.	Indicadores de calidad de servicio (SEGBA)	42
I-14.	Costos unitarios de inversión en el sector eléctrico	44
I-15.	Indicadores financieros (Agua y Energía Eléctrica)	48
I-16.	Indicadores financieros (SEGBA)	49
I-17.	Indicadores financieros (Hidronor).....	50
I-18.	Indicadores de rentabilidad (AyE, SEGBA e Hidronor)	51
I-19.	Emisiones de SO ₂ en centrales térmicas argentinas	53
I-20.	Emisiones de CO ₂ en centrales térmicas argentinas	53
I-21.	Emisiones de NO _x en centrales térmicas argentinas.....	54
I-22.	Emisión de partículas en centrales térmicas argentinas	54
I-23.	Áreas inundadas debido a proyectos hidroeléctricos por regiones en Argentina	56
I-24.	Organización institucional del sector eléctrico argentino antes de la transformación.....	61
I-25.	Incorporación de regiones al SIN	63

Capítulo II

II-1.	Reordenamiento institucional del sector eléctrico propuesto en 1990	73
II-2.	Financiamiento de la Tesorería a empresas del sector eléctrico	85

Capítulo III

III-1.	Las privatizaciones en el sector eléctrico argentino	107
III-2.	Sistemas de distribución transferidos a provincias (Agua y Energía Eléctrica)	119

III-3.	Sistemas de riego transferido a provincias (Agua y Energía Eléctrica)	120
III-4.	Organización gerencial de Cammesa	141
III-5.	EPEC: Facturación, pérdidas y hurtos de energía eléctrica	163

Capítulo IV

IV-1.	Demanda de generación semanal	187
IV-2.	Pronóstico mensual de tendencia de la demanda del SIN	188
IV-3.	Valores estacionales de la energía por semestre y cargo de potencia, incluyendo riesgo de falla	203
IV-4.	Cargos de conexión STEEAT	208
IV-5.	Cargos de conexión STEEDT	208
IV-6.	Rangos de tensión permitidos para las barras de la red de transporte	210
IV-7.	Postulados de regulación en la distribución	231
IV-8.	Régimen de penalidades en la distribución.....	234
IV-9.	Variaciones de tensión admitidas en distribución (etapa dos)	237
IV-10.	Variaciones de tensión admitidas en distribución (etapa tres)	237
IV-11.	Penalizaciones por cortes de suministros en la distribución (etapa tres)	237
IV-12.	Estructura tarifaria en la distribución.	240

Capítulo V

V-1.	Programa de inversiones de EDENOR S.A.	266
V-2.	Agentes del sector eléctrico por cada unidad de negocio de SEGBA	266
V-3.	Efectos del control de la contaminación en la generación eléctrica	270

Capítulo VI

VI-1.	Comparaciones internacionales de precio medio energía eléctrica	301
VI-2.	Instituciones de regulación en el sector eléctrico de Chile	304

Introducción

Imagine un país donde las decisiones de inversión y producción de energía eléctrica están en manos de empresas estatales. Al mirar algunos de los indicadores básicos de su sistema eléctrico en los últimos quince años, infiere que de acuerdo a lo invertido en promedio por cada kW de potencia instalada se deberían satisfacer holgadamente las necesidades de suministro y crecimiento del sistema. A su vez, descubre que la rentabilidad de las empresas del sector, tomadas en su conjunto, es negativa en la mayoría de estos años. Pese a la diversidad de las fuentes de generación (hidroeléctrica, térmica, nuclear) y a la existencia de una red interconectada nacional de alta tensión, nota que en el pasado reciente la simple conjunción de un período de baja hidráulicidad con la salida de funcionamiento de una central nuclear requirió la implementación de cortes sistemáticos en el suministro. Profundiza un poco más y aprende que casi la mitad del parque térmico existente está indisponible. Las limitaciones de endeudamiento y la alta inflación observada en este país sugieren, además, que el Estado no está en condiciones de transferir recursos genuinos al sector.

Dos años y medio más tarde, observa que la estructura del sector ha cambiado en forma esencial. Existe un nuevo sistema de compensaciones interempresarias para el despacho y se ha organizado un mercado eléctrico a nivel mayorista. La industria ha sido dividida totalmente tanto a nivel vertical como horizontal, y la gran mayoría de las empresas bajo la esfera del gobierno central han sido transferidas al sector privado. Asimismo, las actividades de generación convencionales están completamente liberadas y el transporte y la distribución final a usuarios están sujetas a mecanismos de regulación por incentivos. La coordinación de las tareas de despacho y la expansión del sector también se han transferido a manos privadas. Como dato ilustrativo, nota que a pocos meses de la transferencia de propiedad, la productividad laboral en algunos generadores privatizados se duplica y la disponibilidad del parque térmico se incrementa en un 112%.¹

Lo arriba descripto no es un cuento de hadas. Es la realidad de uno de los cambios integrales más drásticos y rápidos que se hayan observado en el ámbito de la prestación de servicios eléctricos en una democracia moderna. El país se llama Argentina y

¹ Datos para las centrales de Puerto Nuevo y Costanera.

dada la historia de intervencionismo estatal registrada en el pasado de esta nación, la transformación ocurrida a partir de 1991 presenta matices y desafíos extremadamente interesantes.

No hay nada más elocuente sobre la virtud de un sistema eléctrico que la continuidad en la provisión de energía. Más ejemplar aún si el sistema es eficiente, es decir, que tanto el suministro como la expansión del mismo se consigan al menor costo posible. Mientras la eficiencia es algo que puede no ser fácilmente perceptible, la falta no accidental de suministro es un signo más que convincente acerca de la existencia de problemas serios en el sector.

Para la mayoría de los ciudadanos argentinos los problemas del sector sólo se hicieron visibles a través de los cortes de suministro ocurridos en 1988/9. Cualquier observador avezado y medianamente familiarizado con la situación del sector eléctrico argentino en la última década, sin embargo, no ha podido dejar de advertir el grado de deterioro progresivo en que se encontraba el sistema. Tampoco debió de sorprenderse al ver cuán distante estuvo la retórica acerca de cómo superar la crisis, en relación a los resultados de las acciones ejecutadas.

En innumerables documentos² se manifestaba la dificultad por la que atravesaba el sector y se ponía énfasis en la necesidad de cambios. Las soluciones sugeridas, sin embargo, generalmente pasaban por modificaciones a lo ya existente. En particular, se ensayaban propuestas orientadas a aumentar la eficiencia y a superar las dificultades a través de mecanismos tales como la designación de nuevos directores para las empresas estatales, la transferencia de empresas a otras jurisdicciones de gobierno, la creación de *holdings* empresarios, el cambio del status legal de las empresas y la adopción de políticas de control interno para mejorar la performance empresarial.

Al establecerse, casi por dogma, que la provisión de energía eléctrica (al igual que otros servicios de carácter público) debía realizarse a través del Estado, se impedía la introducción del factor más determinante para lograr los deseados aumentos de productividad y eficiencia. Se hace referencia, por cierto, al factor competencia. La desafiabilidad en los mercados era inexistente, ya que la industria estaba acaparada por el Es-

² Ver, entre otros, IDEE (1991a), Damonte (1992), OLADE (1991), Givogri, Visintini, García y Bastos (1990), Bastos y Givogri (1983), Givogri (1980).

tado y no se permitía la entrada de otros operadores que pudiesen efectivamente competir contra las empresas públicas.

Cuando no existe la desafiabilidad de los mercados como elemento disciplinador de la industria, entonces hay que recurrir a sistemas de incentivos y evaluación de gestión empresarial para suplir la falta de presiones competitivas y promover conductas que induzcan a la eficiencia y que aseguren un adecuado suministro del servicio a largo plazo. Si bien existen algunos casos en el mundo donde este último mecanismo ha tenido frutos positivos (ej. Electricité de France), en Argentina los resultados de gestión estatal de las últimas décadas en el sector eléctrico han sido magros, característica que es extensiva a otros sectores productivos donde ha habido fuerte presencia de empresas estatales. Aun en el caso de existir la posibilidad de implementar contratos de gestión exitosos, queda pendiente la cuestión de quién toma el riesgo empresarial en el sector. Los contratos de gestión en empresas estatales no garantizan que no se cometan errores en las decisiones de inversión o de producción. El riesgo de estos errores tampoco se disipa en las empresas privadas. La diferencia radica entonces en que mientras en el esquema de propiedad estatal el riesgo es compartido por toda la sociedad, en una empresa privada la falta de esta «socialización» del riesgo impone una mayor disciplina y rigor en la eficiencia interna de la firma.

Asimismo, en las empresas estatales es usual encontrar trabas y procedimientos burocráticos propios del sector público que impiden que la toma de decisiones se realice con la agilidad que requiere el manejo de una empresa moderna. Los problemas del tipo «principal-agente» existente en toda corporación empresarial aumentan por que en estos casos los intereses del «principal» -el Estado- están dispersos entre todos los ciudadanos, y los «agentes» -*managers* de las empresas públicas- no sienten que existe un verdadero poder de contralor sobre ellos.

La multiplicidad de objetivos, característica típica de empresas estatales, es otro de los elementos que condujeron a la situación actual. Los objetivos empresariales no eran necesariamente los de la eficiencia económica y crecimiento del sector a largo plazo. Por ejemplo, la creación de empleo y la utilización de la tarifa como instrumento de política económica y de política redistributiva no han estado ausentes en el pasado. El uso del precio de la electricidad como elemento para el control de la inflación o para implementar subsidios a favor de determinados usuarios ponía en evidencia el conflicto derivado

de la multiplicidad de objetivos gubernamentales, lo cual casi siempre termina en detrimento de la gestión empresarial.

La introducción de competencia por la remoción de las barreras legales a la entrada y a través de la división de la industria son elementos innovadores que no habían sido propuestos anteriormente como mecanismos válidos para dar respuesta a los problemas inherentes del sector. La creación de mecanismos de autorregulación por contraposición de intereses también contiene elementos originales. La forma de finalización de los contratos de concesión actuales es aún más novedosa. A la luz de las experiencias argentinas pasadas, el mayor desafío en el esquema actual viene dado por la capacidad del Estado como regulador y por la iniciativa de los empresarios privados que se incorporaron al sector.

En este libro se da a conocer cómo se ideó, decidió y ejecutó la transformación del sector eléctrico argentino a través de la reorganización económico-institucional de la industria y la transferencia de empresas nacionales al sector privado. El camino de la transformación ha sido rico en experiencias y por supuesto no estuvo libre de dificultades. Uno de los objetivos centrales de este trabajo es dar a conocer cómo se realizaron y en qué consistieron estos cambios estructurales observados en el sector y ocurridos en un período tan corto de tiempo. Las vicisitudes y obstáculos que se tuvieron que superar para lograr los cambios, en especial por parte de quienes tuvieron a su cargo la toma de decisiones, son expuestos en esta obra. Asimismo, se realiza un análisis positivo del funcionamiento (teórico y práctico) del nuevo esquema vigente en la actividad, explicando las consecuencias de la separación y privatización de las distintas etapas de producción del servicio (generación, transporte y distribución) y el comportamiento de los distintos actores privados en un marco competitivo y regulado a través de incentivos. La adecuada regulación de los agentes privados es, como se acaba de señalar, el mayor desafío del esquema actual.

En el primer capítulo de este libro se describe la evolución y la estructura del sector para ubicar al lector no familiarizado con el mismo. El diagnóstico realizado en este primer capítulo servirá de base para entender las motivaciones subyacentes de la transformación, que se presentan en el capítulo dos. El lector conocedor de la industria puede considerar evitar el diagnóstico. En el capítulo siguiente, se toma el proceso de privatización y se analizan sus características sobresalientes, incluyendo la estrategia utili-

zada, la transferencia de unidades de negocio y las repercusiones provocadas por estos cambios. Luego, en el capítulo cuatro se describe el marco regulatorio, el cual posee rasgos innovadores distintivos. La organización del mercado eléctrico mayorista es tratada también en este capítulo. La transición hacia el nuevo sistema de operación con agentes privados y su funcionamiento durante los primeros meses de vida son explorados en el capítulo cinco. Por último, en el capítulo final se hace una breve comparación entre países que introdujeron reformas recientes en el sector, con el fin de identificar las peculiaridades del esquema argentino. Se presentan además comentarios a modo de conclusión, poniéndose énfasis en los desafíos futuros del nuevo ordenamiento del sistema eléctrico en Argentina.

I. La evolución del sector eléctrico

A. Breve repaso de la historia del sector

1. Los servicios en la ciudad de Buenos Aires

Desde 1887, los servicios de electricidad en la ciudad de Buenos Aires eran provistos por firmas privadas, las que fueron absorbidas por la empresa CATE (Compañía Alemana Transatlántica de Electricidad) en 1901. En 1907, la CATE obtuvo la concesión por el servicio a nivel municipal por un período de cincuenta años. Varios años después (1921), esta concesión fue transferida a CHADE (Compañía Hispano Argentina de Electricidad). Afectada por la Guerra Civil española, CHADE se transforma en CADE (Compañía Argentina de Electricidad) en 1936, con la mayoría de las acciones en poder de capitales privados franceses. Un pequeño segmento del mercado de Buenos Aires fue atendido por la CIAE (Compañía Italo Argentina de Electricidad), formada con capitales suizos en 1912. En 1936, tanto CADE como CIAE obtuvieron extensiones de cuarenta años en sus respectivas concesiones, las cuales serían objeto de controversias de orden jurisdiccional en el futuro.

En 1958, el PEN dirigió un mensaje al Congreso en el que se enfatizaba la gravedad de la crisis energética existente en el conglomerado urbano de Buenos Aires (deficiente estado de equipos e instalaciones, baja producción de energía eléctrica, necesidad de inversiones en renovaciones y ampliaciones, etc.). Existía además una disconformidad gubernamental acerca de las modalidades de la prestación de los servicios. Suministraban electricidad en el Gran Buenos Aires para ese entonces las empresas privadas CADE, CIAE y CEP (Compañía de Electricidad de la Provincia de Buenos Aires, Limited).

Existían dos clases de conflictos que terminaron en la nacionalización del servicio. Por un lado, existía un problema socioeconómico por el cual se entendía que los poderes municipales se veían excedidos ante la problemática energética surgida de la gran concentración poblacional y económica de la Capital Federal y partidos vecinos de la provincia de Buenos Aires. Las continuas situaciones de escasez del suministro llevaron al gobierno a resolver que los problemas exigían una acción de carácter federal y que las

soluciones para el área sólo podían ser efectivamente encaradas a través de la intervención del Estado Nacional. Haciéndose referencia a antecedentes legales ocurridos en dos provincias argentinas³, se comenzó por declarar al Gran Buenos Aires jurisdicción de ámbito federal en cuanto a la prestación del servicio eléctrico⁴. Esto ocurrió en octubre de 1958⁵. En segundo lugar, existían numerosos pleitos promovidos por el gobierno nacional referidos a la extensión del plazo de la concesión a la CADE en la Capital Federal, otorgada mediante ordenanzas municipales. Ante la lentitud de una solución judicial al respecto y la urgencia para resolver la crisis energética, el gobierno celebró en esta misma época un acuerdo con la CADE y la CEP por el cual se constituía una sociedad anónima con participación estatal. De allí surgió SEGBA SA (Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires Sociedad Anónima), integrada con capital mayoritario por parte del Estado.⁶

Como uno de los argumentos esgrimidos para la nacionalización, la Sindicatura General de Empresas Públicas (SIGEP), organismo encargado de auditar y monitorear la performance de las empresas nacionales, señala que las restricciones impuestas por el régimen de precios impedía la continuación de esas firmas bajo operación privada, dadas las necesidades inmediatas de inversión de las mismas. En 1961, la participación estatal en SEGBA ascendía al 100%. El contrato de concesión bajo el cual operaba SEGBA establecía que la compañía debía obtener un 8% de tasa de retorno sobre los activos fijos más el capital de trabajo. Según SIGEP⁷, en varias ocasiones este requisito no se cumplía. La CIAE, por su parte, permaneció en manos privadas (siendo sus actividades reguladas por la Secretaría de Energía), sujeta a un régimen de precios similar al de SEGBA.

³ Ver ley 5.156 de 1947 en Buenos Aires y ley 3.644 de 1949 en Santa Fe.

⁴ El argumento principal de esta acción se basaba en el hecho técnico de la ramificación progresiva de las redes de distribución a través de los límites geográficos locales, constituyendo de hecho un sistema unitario de generación y distribución.

⁵ Ley 14.772.

⁶ La aprobación del convenio preliminar con estas compañías se estableció a través de la citada ley 14.772. Por este convenio, CADE y CEP retenían un porcentaje de acciones (clase B) que gradualmente serían transferidas al Estado. Pese a que el plazo inicial de compra de estas acciones era de diez años, el gobierno adelantó los tiempos (utilizando opciones establecidas en el acuerdo) y completó el 100% de participación estatal en 1961.

⁷ Ver SIGEP (1983), página 15.

Durante la administración peronista de 1973-76, el gobierno intentó la expropiación de CIAE, con resultados infructuosos. El argumento dado en aquella ocasión era el de la falta de acatamiento a los términos de la concesión. La continua amenaza de expropiación y la supuesta falta de cumplimiento del contrato por parte del gobierno con respecto al nivel garantizado de rentabilidad indujeron a los propietarios de CIAE a solicitar la transferencia de su empresa a la esfera estatal. La compañía fue finalmente comprada y fusionada con SEGBA en 1979.

La compra de CIAE fue costosa para las arcas del Tesoro, debido a los elevados cargos de indemnización. La falla en su regulación es probablemente explicada en este caso por la forma en que la concesión debía terminar. Al final del período de la concesión, CIAE tenía que devolver los activos al Estado, sin compensación alguna. Esta cláusula desalentaba la inversión a medida que se acercaba a la finalización de la concesión. Los propietarios privados podrían entonces haber especulado con la posibilidad de la intervención estatal, sabiendo cuán vulnerable podía ser el gobierno cuando se trataba de garantizar el suministro de los servicios eléctricos.

2. Agua y Energía Eléctrica

Fuera de la ciudad de Buenos Aires, la prestación de servicios eléctricos estaba al comienzo bajo jurisdicción de los municipios y de las provincias. El suministro estaba mayormente en manos privadas y sujeto a regulación por parte de autoridades locales. La política de industrialización llevada a cabo por el gobierno en la década del cuarenta impulsaba un crecimiento de la demanda eléctrica, que no era satisfecho por la oferta a través del abastecimiento regular del servicio público.⁸ El Estado decidió entonces tener un rol protagónico no sólo como regulador sino como empresario en el sector eléctrico.

La mayoría de las compañías privadas que prestaban el servicio en las provincias eran subsidiarias de firmas extranjeras, como los casos de la Intercontinental Power Co., la Compañía Suizo-Argentina de Electricidad y ANSEC dependiente de la American Foreign Power Co., una subsidiaria de la empresa norteamericana Electric Bond and Share Corporation (EBASCO). Este grupo, por ejemplo, acordó con CADE y CIAE cuáles serían sus ámbitos de actuación y creó nueve compañías propietarias de 82 centrales,

⁸ La autogeneración sólo cubrió parcialmente este incremento de demanda.

agrupadas en el denominado grupo ANSEC.⁹ La Intercontinental Power Co., por su parte, contaba con 54 centrales reunidas en el grupo SUDAM y la Compañía Suizo-Argentina tenía 20 centrales. Durante esos años se presentaron deficiencias en el suministro en la mayoría de las áreas con servicio, como así también insatisfacción de la demanda en zonas marginales y rurales. El atraso en el suministro era en parte atribuido a las grandes distancias que separaban los centros urbano-industriales de las fuentes primarias de energía. Ello provocaba una preeminencia de la generación térmica respecto de la generación hidroeléctrica dado el elevado costo de transmisión en esta última. La presencia estatal como empresario en el sector surge principalmente de la necesidad de impulsar el desarrollo mediante el aprovechamiento hidráulico.

La prestación del servicio a cargo de empresas de capitales privados en las provincias generó una creciente oposición por parte de la opinión pública en los primeros años de la década del cuarenta. Quizás la aparición de esta oposición comenzó con la divulgación de los resultados críticos hacia los operadores privados surgidos del informe preparado por el coronel Rodríguez Conde, presidente de la Comisión Investigadora de las Concesiones Eléctricas de la Capital Federal. La creación de emprendimientos estatales y la nacionalización de empresas existentes en el ámbito provincial no tardaron en manifestarse. En octubre de 1943, mediante el decreto-ley 12.648, se creó la Dirección Nacional de la Energía, normada posteriormente por decreto-ley 22.389/45. Ello dio origen a la Dirección General de Centrales Eléctricas del Estado (CEDE), la cual tenía a su cargo el estudio, proyección, ejecución y explotación de las centrales eléctricas, medios de transmisión, estaciones transformadoras y redes de distribución. Esto reveló la intención del Estado de intervenir amplia e integralmente en el sector eléctrico, con el propósito de constituir una entidad empresaria única con predominio en el uso de los recursos hídricos, salvando el principio de las autonomías locales mediante la fijación de acuerdos celebrados con las provincias.¹⁰

⁹ Las nueve compañías eran: Los Andes (Cuyo), Norte Argentino (Tucumán, Salta y Jujuy), Sur Argentino (Buenos Aires, Santa Fe, La Pampa y Río Negro), Este Argentino (Entre Ríos y Chaco), Central Argentina (Córdoba y Santa Fe), Hidroeléctrica de Tucumán, General de Electricidad de Córdoba, Luz y Fuerza de Córdoba y Electricidad de Alta Gracia.

¹⁰ Se aplicó una conducción centralizada y una operatividad descentralizada.

En 1947 (a través del decreto 3967) se resuelve fusionar la Dirección General de Irrigación y la Dirección de Centrales Eléctricas del Estado, dando origen a la denominada Dirección General de Agua y Energía (DGAyE). En 1950 se transformó en la Empresa Nacional de Energía (ENDE) y posteriormente, por medio del decreto-ley 14.007 del año 1957 se constituyó Agua y Energía Eléctrica Empresa del Estado, cuyas funciones, entre otras, eran las de comprar y vender energía eléctrica.

Además de participar en el proceso nacional de generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica,¹¹ AyE fue el principal proveedor de irrigación y ejerció control sobre los recursos de los ríos. Según consigna IDEE (1991a), AyE constituyó el principal brazo ejecutor de la política eléctrica del gobierno nacional y cuyo crecimiento se debió tanto al rápido crecimiento de la demanda fuera de la Capital Federal en las décadas de los cincuenta y sesenta, como a la intención explícita de permitir el acceso de una porción creciente de la población a los beneficios de los servicios eléctricos.

AyE fue la empresa estatal del área que más sufrió las consecuencias de las interferencias de tipo institucional, contraria a los objetivos de índole empresarios. Durante la década de los cincuenta, el accionar de AyE en cuanto a política tarifaria se vio marcadamente restringido por la inercia de las prácticas tarifarias de las empresas predecesoras. En la mayoría de los casos, la continuación de los regímenes tarifarios vigentes no respondía a los criterios técnico-económicos que AyE necesitaba. En particular, existía una alta diversificación geográfica de precios y los costos incrementales de capital prácticamente no estaban contemplados en el componente tarifario. En 1959 existió un intento de ordenamiento por el cual se redujo la diversificación tarifaria y se creó un Fondo de Renovación y Ampliaciones para poder hacer frente a las necesidades de expansión. En la práctica, la aplicación de este fondo nunca llegó a materializarse en la forma planeada debido principalmente a la interferencia de los poderes locales.

La necesidad primordial de lograr equilibrios presupuestarios de largo plazo llevó a que a mediados de los sesenta el gobierno central intentara solucionar los conflictos jurisdiccionales entre AyE y las autoridades locales y así poder avanzar sobre criterios tarifarios más uniformes y con mayor sentido económico. La ley 15.336 (conocida como

¹¹ En la década del sesenta AyE abarcaba casi todo el territorio nacional, con 131 centrales generadoras y prestación de servicios de distribución en cerca de 400 localidades. Ver Ciruzzi (1971).

Ley de Energía Eléctrica) definía las actividades de generación y transporte que estaban sujetas al ámbito nacional y reconocía el ámbito provincial en las tareas de distribución y comercialización. Posteriormente, mediante la ley 17.004 se declararon bajo jurisdicción nacional todos los servicios de electricidad que prestaba el Estado a través de su empresa AyE.

A principios de los ochenta, AyE transfirió la sub-transmisión, distribución y plantas de generación a las provincias, con la excepción de La Rioja, Santiago del Estero, Tucumán, Río Negro y Formosa. Según señala IDEE (1991), este proceso fue el resultado de una decisión unilateral del gobierno central, sin un especificado acuerdo previo entre las partes.¹²

3. Aprovechamientos hidroeléctricos

En 1967, el gobierno decidió la creación de Hidronor SA (Hidroeléctrica Norpatagónica Sociedad Anónima), una corporación pública cuyo objetivo principal era la utilización hidroeléctrica comprehensiva de los recursos localizados al norte de la Patagonia. Resulta curioso el hecho de que existiendo una empresa estatal de extensión nacional como AyE, se decidiera la creación de una nueva empresa. De hecho, el proyecto inicial del aprovechamiento de las cuencas de los ríos Limay y Neuquén había sido diseñado dentro de AyE. Indagando los motivos de tal decisión, se descubre que tanto el gobierno de esa época como los organismos encargados de financiar este emprendimiento desconfiaban de la capacidad de AyE para el aprovechamiento y manejo de los recursos hídricos del Limay y el Neuquén. La naturaleza de las objeciones hacia AyE estaban fundadas principalmente en el status legal (Sociedad del Estado) de esta organización. Se pensó que una empresa que tuviera la forma de sociedad anónima con participación estatal mayoritaria, pero sujeta a las normas de derecho privado sería menos vulnerable a interferencias institucionales de carácter político. Es probable que el financiamiento de las obras se hubiese visto comprometido de no haberse creado una nueva empresa. Lo cierto es que Hidronor cumplió exitosamente con los plazos de ejecución de sus primeras obras. Pero la clave de este éxito inicial se debe más a la forma en que se diseñaban

¹² Además, se especula con que como una de las ventajas adicionales de la descentralización se lograba la disminución de la concentración del poder sindical de Luz y Fuerza, objetivo que posiblemente figuraba en la cartera del gobierno de facto.

y ejecutaban las obras de ingeniería que al status legal que poseía como empresa estatal. Quienes estaban a cargo de la dirección de obras gozaban de bastante autonomía del directorio de la empresa, neutralizándose así potenciales injerencias no deseables de tipo político. Además, los préstamos otorgados por organismos internacionales estaban ligados a una supervisión estricta de un comité (formado por países acreedores) que estaba directamente interesado en que la realización de los proyectos se ejecutara en tiempo y forma.

Un rápido examen de la performance de Hidronor durante sus primeros quince años de existencia muestra que hasta 1981 no se habían registrado déficit operativos, y que hasta diciembre de 1983 se había cumplido en forma regular con los servicios de deuda externa. Resulta llamativo, por ejemplo, que pese a las dificultades de pago que tenía Argentina a raíz de la crisis financiera de 1982, Hidronor mantuviera su carta de crédito con los acreedores externos intacta.

Esta historia de éxito de Hidronor en sus primeros proyectos no se hace necesariamente extensiva a sus últimos emprendimientos. La politización de las decisiones de ingeniería, sumadas a las típicas dificultades del Estado argentino como contratista comenzaron a materializarse en Hidronor, con los consiguientes sobre costos y demoras en la ejecución de obras.¹³

El Estado tomó a su cargo otros proyectos hidroeléctricos, en emprendimientos de tipo binacional, en Salto Grande (con Uruguay) y Yacyretá (con Paraguay).

Yacyretá comenzó a gestarse a mediados de los sesenta, aunque el año oficial de iniciación del proyecto se fijó en 1973, a partir de la firma del tratado que lleva su nombre. El tiempo de construcción de esta represa estaba originalmente planeado en ocho años, pero su ejecución lleva actualmente una postergación mayor de quince años. Estos atrasos han generado cuantiosos sobre costos no previstos debido a cargos por indexaciones, juicios contra la entidad binacional y reformulaciones del proyecto.

¹³ Por ejemplo, la construcción de la central hidroeléctrica Piedra del Águila que se inició en 1984, se debió terminar en 1989. La puesta en funcionamiento de la obra ocurrió en mayo de 1993.

Para ilustrar la importancia de esta obra en el contexto argentino, basta señalar que Yacretá implica un aumento de potencia de 2950 MW, o sea casi un 20% del total de la potencia instalada actual y un 38% de la oferta eléctrica en generación. Se prevé que la primera turbina entrará en funcionamiento a partir de 1994.

El interés formal por la utilización conjunta del río Uruguay tiene sus orígenes en el año 1938 cuando se firma un convenio y protocolo entre Argentina y Uruguay para el aprovechamiento de los rápidos en la zona de Salto Grande.

Durante la década del setenta, la Entidad Binacional Comisión Técnica Mixta de Salto Grande comenzó la construcción de una central de 1890 MW. A través de esta obra quedan interconectados los sistemas eléctricos de ambos países. Las primeras unidades fueron habilitadas en 1979, completándose la puesta en funcionamiento totalidad de sus turbinas durante los primeros años de la década del ochenta.

4. Energía nuclear

La CNEA (Comisión Nacional de Energía Atómica) fue creada por el Estado 43 años atrás, en 1950. La CNEA desarrolla, recibe, ejerce la función de contralor y transfiere tecnología nuclear para diversos fines. La generación eléctrica es el motivo principal, aunque también se llevan a cabo otras aplicaciones como la producción de radioisótopos para uso médico, agropecuario e industrial.

Para llegar a materializar sus objetivos, la CNEA necesitó conformar distintos factores como la formación y entrenamiento de sus recursos humanos, la promoción de la geología y la minería nuclear, el desarrollo tecnológico de la química y la metalurgia, la construcción de plantas de energía nuclear¹⁴ y la investigación. Para descentralizar actividades, la CNEA ha recurrido frecuentemente a la constitución de compañías asociadas (muchas de ellas de capital privado) y a la diversificación geográfica de sus actividades a lo largo del territorio nacional.

La exploración de depósitos de uranio se realiza en varias provincias, mientras que la producción del concentrado de uranio se localiza principalmente en San Rafael, Mendoza. En la ciudad de Córdoba se encuentra la planta de refinamiento y conversión del concentrado en dióxido de uranio para su posterior uso en los reactores nucleares. En Ezeiza

¹⁴ Las plantas son: Atucha I, Embalse Río Tercero y Atucha II, la última en proceso de construcción.

(Buenos Aires), por su parte, se concentran las actividades de producción de zircaloy¹⁵ (llevadas a cabo por Fae SA), la manufactura de elementos de combustión nuclear (producidos en escala industrial por Conuar SA), y varios laboratorios y proyectos de experimentación. Las tareas de investigación básica y aplicada se llevan a cabo tanto en Ezeiza como en el Instituto Balseiro en Bariloche (Río Negro). El desarrollo del *know-how* para el enriquecimiento isotópico de uranio a través del proceso de difusión gaseosa se logró en la planta de Picaniyeu, en la provincia de Río Negro.¹⁶ Finalmente, la producción de agua pesada se desarrolla en la planta industrial de Arroyito, provincia de Neuquén.¹⁷

5. Los servicios en el interior

Existe una veintena de empresas provinciales que suministran energía eléctrica. En la mayoría de los casos, corresponde a organismos que se crearon con la provincialización de los servicios de distribución de AyE a principios de la década del ochenta, aunque también hay empresas cuyos orígenes se remontan más atrás en la historia y cuyas actividades no se limitan a la distribución, incluyendo también la generación y la transmisión. También en comunidades pequeñas con limitadas redes de distribución, se desarrollaron cooperativas eléctricas formadas por los mismos usuarios, con apoyo y bajo concesión de sus respectivas municipalidades, que inicialmente fomentaron esta iniciativa para defender los intereses de los consumidores cautivos a quienes se consideraba desprotegidos frente a las concesionarias privadas de principios y mediados de siglo.¹⁸

En diciembre de 1979, una resolución conjunta del Ministerio de Economía (Res. 1332) y del Ministerio del Interior (Res. 9), estableció que a partir del 1° de enero de 1980 AyE debía transferir sin cargo (traspasó activos y retuvo pasivos) parte de los servicios eléctricos, conforme a estos alcances y pautas:

- a. Las instalaciones afectadas a la distribución de energía eléctrica a comunidades finales.

¹⁵ El zircaloy (una aleación basada en circonio) es utilizado para la fabricación de tubos y otros componentes metálicos de los elementos de combustión usados en las plantas nucleares.

¹⁶ A través de este proceso se abre la posibilidad de utilizar un elemento de combustión enriquecido en reemplazo del uranio natural, haciéndose más eficiente el uso del combustible en los reactores nucleares, con un correspondiente ahorro en el uso de las reservas uraníferas.

¹⁷ Existe también una planta experimental cerca de las plantas de Atucha I y II.

¹⁸ La primera de estas cooperativas se formó en Punta Alta, Bahía Blanca, en 1926. Algunas cooperativas funcionan con permisos de autoridades provinciales.

b. Las líneas de subtransmisión derivadas de sistemas interprovinciales de interconexión.

c. Los centros menores de generación que no se encontraran comprometidos con sistemas interprovinciales de interconexión.

El orden de la transferencia de los servicios eléctricos se puede visualizar en el cuadro I-1.

CUADRO I-1
Provincialización de AyE anterior a la transformación

Provincia	Fecha
Córdoba	12-12-80
La Pampa	01-01-81
Salta	17-02-81
Buenos Aires	23-03-81
Corrientes	03-04-81
Jujuy	30-04-81
Santa Fe, Mendoza, Chubut y Santa Cruz	01-06-81
San Juan	01-10-81
Catamarca	01-12-81
San Luis	01-04-82
Chaco	01-06-82
Neuquén	01-02-83
Entre Ríos	01-03-83

Fuente: AyE (1987).

No formaron parte de las transferencias las provincias de Formosa, La Rioja, Río Negro, Tucumán y Santiago del Estero. En los casos de la transferencia de la central térmica Nueve de Julio (Mar del Plata) con su sistema de transmisión y de casi la totalidad de los servicios de Córdoba, el operativo excedió las limitaciones de la resolución oficial al absorber instalaciones vinculadas con el sistema interconectado. Ello provocó el reclamo de otras provincias requiriendo igual tratamiento.

Algunas provincias tienen empresas con centrales de generación propias, como Buenos Aires (ESEBA), Córdoba (EPEC), Santa Fe (EPESF), Salta (DPESALTA), Men-

doza (EMSE), San Luis (SESLEP), Neuquén (EPEN) y Misiones (EMSA), entre las más relevantes. A título de ilustración, se toma una pequeña muestra de las provincias de Córdoba y Buenos Aires para presentar cómo se originaron estas empresas con anterioridad a la provincialización de AyE.

a. EPEC

El aprovechamiento energético en la provincia de Córdoba, como así también la producción de electricidad, estuvo en manos privadas desde principios de siglo.

Mediante la ley 2.041, la Compañía General de Electricidad de Córdoba recibió el derecho de aprovechamiento de la fuerza motriz que representaba la evacuación continua del dique San Roque. Posteriormente, por ley 2.042, a la Compañía Luz y Fuerza Motriz de Córdoba le fue concedido el derecho de elevar o desviar las aguas del Río Primero¹⁹ con el objeto de suministrar energía eléctrica.

Las dos compañías privadas gozaron de los derechos otorgados por ambas concesiones hasta 1946. En ese año, el gobierno provincial mediante los decretos 4.196 y 4.197 dispuso la caducidad e incautación de los bienes afectados al servicio público de electricidad de Córdoba. Los motivos que indujeron a tal medida se basaban en que "las dos únicas compañías que atienden el servicio público de electricidad en la ciudad de Córdoba..., lo hacen, no sólo por concesiones que está en la obligación de declarar caducas, sino de modo que pone a dicho servicio en peligro cierto, grave e inminente de ser interrumpido según confesión de ambas compañías."²⁰

Declaradas caducas las concesiones, el servicio público de electricidad quedó bajo la administración de la denominada Comisión Administradora del Servicio Público de Electricidad (CASPE).

En 1949, la ley 4.181 convierte a CASPE en una entidad de derecho público, autárquica, con capacidad de actuar pública y privadamente. Se trata del Servicio Público de Electricidad de Córdoba (SPEC), que representó un principio político, provincializando los servicios; y un principio administrativo, recibiendo autarquía como medio apropiado para llevar adelante su administración. Tres años más tarde se sanciona la ley 4.358, con

¹⁹ En la actualidad Río Suquia.

²⁰ Considerando XXVI del decreto 4.197.

la cual se crea la Empresa Provincial de Energía de Córdoba (EPEC) a través de la fusión de la Dirección General de la Energía Eléctrica y el SPEC.

Constituida como entidad autárquica en 1952, EPEC sufre los inconvenientes propios de las empresas estatales, como por ejemplo la inestabilidad de sus cuadros directivos, la sujeción de la actividad empresarial al poder político (símbolo de que la autarquía es simplemente jurídica) y todos los problemas que este tipo de injerencias genera en términos de eficiencia.

b. DEBA / ESEBA

Los servicios en la provincia de Buenos Aires, fuera del ámbito de la Capital Federal y alrededores, eran provistos por una firma de capitales ingleses, la Compañía de Electricidad de la Provincia de Buenos Aires (CEP).

El gobierno de esta provincia comenzó su participación más activa en el sector cuando en 1939 crea la Dirección de Servicios de Electricidad.²¹ Pero es recién en 1947 cuando se crea un ente provincial que comienza con tareas de fiscalización del servicio, pero continúa con la autorización para prestar la explotación del mismo. Este ente era la Dirección de Electricidad y Mecánica (DEMBA) creado por la ley 5.239 de ese año. Más tarde (en 1957) DEMBA pasaría a convertirse en la Dirección de Energía de la Provincia de Buenos Aires (DEBA).

DEBA funcionó como una dirección pública provincial subvencionada por el Estado hasta 1988/89. En esta época existió un proyecto para convertir a DEBA en una empresa de participación social donde los propietarios serían sus usuarios, cooperativas, trabajadores, entidades de bien público, etc. En la práctica DEBA se transformó en la Empresa Social de Electricidad de Buenos Aires (ESEBA) pero con la limitación de que sus accionarios de carácter «social» no excedieran el 40% de la propiedad. El Estado provincial se reservó la mayoría no sólo del capital accionario, sino también en el directorio y en el consejo de vigilancia. Entonces, pese a que el proyecto original preveía una privatización del gerenciamiento, esto no se materializó. Según Llach (1990), este cambio se debió aparentemente a las presiones originadas en los sindicatos.²² DEBA se transformó en la entidad reguladora de la provincia.

²¹ Ley 4.742.

B. Estructura del sector

Sin pretender ser repetitivos de trabajos ya existentes sobre la estructura y el desempeño del sector en las últimas décadas,²³ pero con el objetivo de ser informativos para el lector no familiarizado con el mismo, se presenta ahora un panorama que muestra las distintas facetas de la evolución reciente y la situación actual de la industria en cuanto a sus aspectos cuantitativos y cualitativos. La importancia relativa del sector en la economía nacional es del orden del 1.7 % del PBI.

1. Oferta

a. Parque generador y potencia instalada

A comienzos de los años setenta las expansiones de la capacidad de generación eléctrica (y los planes de inversión en el sector) constituyeron emprendimientos de entes ya existentes (como la CNEA) o que fueron creados en esos años tales como las obras hidroeléctricas de Salto Grande (en el río Uruguay) e Hidronor (en las cuencas de los ríos Limay y Neuquén).

Sin embargo, desde mediados de 1976 se observa una evolución en las inversiones no justificada por la demanda, lo que significa valores medios de inversión por unidad de incremento de potencia demandada muy por encima de los estándares internacionales²⁴. Ello fue consecuencia de que los planes de expansión del servicio eléctrico fueron estimados en base a los niveles de crecimiento observados en los sesenta y cuando se desató la declinación económica (a partir de 1975) las obras se encontraban en plena ejecución. Este problema se pone de relieve particularmente a partir de 1980, cuando la brecha entre la potencia máxima demandada y la nominal instalada se torna más amplia (ver cuadro I-2).

²² Una reforma de espíritu similar se intentó llevar a cabo en la empresa provincial de Misiones (EMSA), también con resultados finales negativos ya que el Estado retuvo las facultades de control de la misma.

²³ Ver, por ejemplo, SEE (1991), IDEE (1991a), OLADE (1991), Damonte (1992), FIEL (1986).

²⁴ La inversión promedio fue de US\$ 6600/kW de incremento de demanda cuando con generación térmica la satisfacción de un kW de demanda incremental no debería haber superado los US\$ 1800. FIEL (1992). En el caso de una central hidroeléctrica, las inversiones varían demasiado con las condiciones específicas de cada proyecto.

CUADRO I-2
Oferta de energía eléctrica en Argentina

Año	Potencia nominal instalada MW	Potencia máxima demandada MW	Reserva nominal de potencia %	Indisponibilidad SIN equipos de generación %	Energía generada SIN GWh
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
1970	4859	3361	30.83		16805
1971	5823	3729	35.96		18646
1972	5618	4081	27.36		20404
1973	6505	4322	33.56		21608
1974	7228	4608	36.25		23040
1975	7281	4876	33.03		24563
1976	7880	4967	36.97		25215
1977	8106	5317	34.41		27197
1978	9248	5673	38.66		29235
1979	9570	6359	33.55		33019
1980	10084	6817	32.40	21.8	35667
1981	10992	6680	39.23	15.9	35213
1982	11524	6811	40.90	17.5	36174
1983	12896	7268	43.64	17.9	38899
1984	13322	7571	43.17	18.7	40827
1985	13991	7637	45.41	23.6	41492
1986	14295	8216	42.53	30.0	44900
1987	14634	8714	40.45	29.2	48064
1988	14922	8501	43.03	34.4	47249
1989	15210	8292	45.48	34.4	46434
1990	15210	8550	43.79		47877
1991	15800	8815	44.21		49365

Fuentes: Elaboración propia en base a datos de FIEL (1992) e IDEE (1991).

Nota: (3) se calcula como la diferencia entre la potencia nominal instalada y la máxima demandada respecto de la primera.

A modo de ejemplo, según un modelo energético elaborado para Argentina²⁵ en el período 1982-1985, los proyectos Alicurá (1000 MW), Salto Grande (1890 MW) y la Central Nuclear de Embalse de Río Tercero (600 MW) determinaron una ampliación excesiva de 2990 MW, cuando la potencia requerida por la estimación del modelo apenas era de 500 MW.

²⁵ Ver Givogri et al. (1990).

En el total de la potencia nominal instalada, la participación promedio del parque térmico²⁶ fue la más importante (52.80%) en el período 1980-91, mientras que las participaciones en el mismo período correspondientes a las centrales hidroeléctricas y nucleares fueron de 41.07% y 6.13%, respectivamente (ver cuadro I-3)*.

CUADRO I-3
Potencia nominal instalada según fuentes
(participaciones en %)

Período	Vapor	Diesel	Turbo gas	Hidroel.	Nuclear	TOTAL
1980	37.85	7.76	15.01	35.70	3.67	100
1981	36.15	7.15	15.49	37.85	3.37	100
1982	34.40	6.85	15.39	40.16	3.21	100
1983	34.12	5.93	14.72	37.33	7.89	100
1984	31.77	5.50	14.90	40.19	7.64	100
1985	31.35	5.18	13.56	42.64	7.27	100
1986	30.73	5.02	13.75	43.37	7.13	100
1987	30.03	4.66	13.65	44.73	6.93	100
1988	30.31	4.65	13.44	44.68	6.93	100
1989	31.20	4.50	15.00	42.60	6.70	100
1990	31.22	4.47	15.06	42.54	6.70	100
1991	33.10	4.35	14.08	42.06	6.90	100
1980-1991	32.65	5.61	14.54	41.07	6.13	100

Nota: Excluye autoproducciones.

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía, IDEE (1991) y OLADE (1991).

(*) Para unificar criterios con ediciones extranjeras sobre el mismo tema, el autor emplea en los numerales el sistema de notación norteamericano: los millares separados por comas, y las decimas por puntos. (Nota del Editor).

Un aspecto muy importante resulta del análisis de los años de la crisis energética (1988-89). En ellos las centrales a vapor y turbo gas aumentan su participación. Si bien ello sirvió como paliativo parcial, ya que de igual modo se registraron faltas de suministro, éstas se produjeron porque en realidad deberían haberse efectuado las adecuadas obras de mantenimiento en el parque térmico, de manera que ante bajas en la hidráulica²⁷ de las cuencas de los ríos Limay y Uruguay, el funcionamiento del parque eléctrico.

²⁶ Incluye centrales a vapor, diesel y turbo gas.

²⁷ El término hidráulica se define como la cantidad de agua disponible para generar energía eléctrica.

trico total no se viera resentido. La crisis se reflejó en reducciones permanentes de la tensión del orden del 10%, cortes rotativos del suministro, limitaciones en alumbrado público, encendido de vidrieras y carteles luminosos y suspensión de emisiones de televisión en determinados horarios.

En pocas palabras, la crisis de 1988-89 se hubiera evitado de no ser por el inadecuado mantenimiento en las centrales de generación térmica convencional que llevaron en la práctica a que el sistema tuviera un alto grado de exposición respecto del parque hidroeléctrico, fuente ésta que fuera priorizada por las inversiones diseñadas en los planes nacionales (cfr. Plan de Equipamiento Eléctrico 1979-2000 y Plan Energético Nacional 1986-2000).

El Plan Energético Nacional, por su parte, sostenía que la incorporación de potencia se materializaría a través de un conjunto de centrales de escala mediana, reduciendo así los riesgos de sobreinversiones. Los hechos demostraron que la flexibilidad de generación, mediante centrales más pequeñas, debería haber sido un paso previo al inicio de grandes obras, pero posterior a una adecuada operación de mantenimiento de las centrales convencionales existentes.

También se debe considerar que el parque de generación de vapor presenta un grave deterioro, consecuencia no sólo de la antigüedad de los equipos, sino también de la obsolescencia propia de los mismos (particularmente en lo que hace a aspectos tecnológicos). Todo ello redundaba en una insuficiencia en la generación. Y en líneas generales, la generación presentaba serios inconvenientes como lo indican los elevados porcentajes de indisponibilidad anual total (ver cuadro I-2), problema que se agrava aún más si consideramos la indisponibilidad del parque térmico que estuvo en valores cercanos al 49% en los años 1990 y 1991.

b. Ubicación regional de la potencia

La localización geográfica de la potencia nominal instalada para el período 1987-1989 se presenta en el cuadro I-4²⁸.

²⁸ La división regional fue efectuada teniendo en cuenta las áreas consideradas por el SIN. Buenos Aires comprende Capital Federal, Gran Buenos Aires y Buenos Aires. La región NOA está compuesta por las provincias de Catamarca, Jujuy, La Rioja, Salta, Santiago del Estero y Tucumán. La región NEA la conforman Corrientes, Chaco y Formosa. La región Litoral toma Entre Ríos, Misiones y Santa Fe. La zona Centro incluye las provincias de Córdoba y San Luis. Cuyo está formada por Mendoza y San Juan. Por último, la región Comahue comprende Chubut, La Pampa, Neuquén, Río Negro, Santa Cruz y Tierra del Fuego.

CUADRO I-4
Participación regional de potencia y consumo

Región	Fuente principal	Potencia (%)			Consumo (%)		
		1987	1988	1989	1987	1988	1989
Bs.Aires	Térmica	28.9	28.8	31.4	51.4	50.4	49.3
NOA	Térmica	5.3	5.1	5.0	5.2	5.2	5.2
NEA	Térmica	2.7	2.8	2.7	2.6	2.6	2.7
Litoral	Hidroel.	13.5	13.5	12.5	12.8	12.7	13.0
Centro	Hidro-Nucl.	15.1	15.0	14.5	6.9	7.1	6.9
Cuyo	Hidroel.	8.2	8.2	8.6	7.4	8.0	8.3
Comahue	Hidroel.	26.3	26.6	25.3	13.7	14.0	14.4

Fuente: Elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía. Dirección de Evaluación Energética. (1987-1989).

Como se puede observar en el cuadro I-4, la mayor participación corresponde a Buenos Aires, existiendo aquí una elevada correlación con la demanda ya que es esta región la más densamente poblada e industrializada. Algo similar ocurre con la región Centro.

Sin embargo, este comportamiento no se verifica en la región del Comahue ya que sin ser una zona altamente habitada ni con un elevado parque industrial, posee una alta participación en la potencia instalada. Ello obedece al aprovechamiento geográfico de zonas aptas para la construcción de presas hidroeléctricas.

c. Generación

La generación de energía eléctrica en Argentina estuvo, hasta el proceso de privatizaciones en el sector, desarrollada por unas treinta empresas de las cuales SEGBA y AyE (ambas estatales en aquel momento) concentraban el mayor nivel de producción.

La generación total del año 1990 fue de 47,877 GWh²⁹. Por su parte, el SIN durante el mismo año generó un total de 43,014 GWh, donde el 46.48% correspondió a centrales térmicas, el 36.59% a hidráulicas y el 16.93% a nucleares. La diferencia entre el total y el SIN obedece a la generación por productores independientes y empresas no co-

²⁹ Esta cifra representa aproximadamente 1/10 de la generación de Alemania, de Canadá, menos de 1/3 de la de Polonia, casi comparable con la de Suiza o la de Bulgaria y 2.7 veces de la generación de Chile.

nectadas al SIN, más la generación de la central Futaleufú, cuyo destino final tiene a una empresa productora de aluminio (Aluar) ubicada en la Patagonia.

Las participaciones de los distintos tipos de centrales en la generación de electricidad presentaron una estructura similar a la de la potencia nominal instalada.

El cuadro I-5 muestra que en el período 1980-90 fue dándose un proceso de diversificación de las fuentes. En cuanto a la utilización efectiva de cada tecnología, existió un importante reemplazo de generación térmica por generación hidráulica y nuclear, y el paso del uso de derivados de petróleo por gas natural en las centrales térmicas convencionales.

CUADRO I-5:
Generación eléctrica según fuentes
(Participaciones %)

Período	Vapor	Diesel	Turbo gas	Hidroel.	Nuclear	TOTAL
1980	43.15	2.83	5.25	42.21	6.56	100
1981	44.25	2.54	3.78	41.43	8.00	100
1982	39.79	1.98	4.66	48.39	5.17	100
1983	36.23	1.81	6.07	47.13	8.75	100
1984	32.87	1.91	5.40	48.15	11.37	100
1985	29.08	1.75	5.73	49.55	13.90	100
1986	30.92	1.55	8.34	46.51	12.69	100
1987	32.87	1.32	6.99	45.38	13.44	100
1988	43.03	1.26	12.00	31.63	12.08	100
1989	45.70	1.20	13.60	28.50	10.90	100
1990	34.89	1.06	10.18	38.39	15.48	100

Fuente: Elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía. Dirección de Evaluación Energética (1987-1989), IDEE (1991) y OLADE (1991).

Sin embargo, la participación de las centrales térmicas durante los años de la crisis energética refleja que obligadamente se debió recurrir a aumentos de oferta en centrales cuya tendencia de producción era estacionaria o aun declinante. Obviamente, ello implicó mayores costos no sólo a nivel de empresas generadoras sino también para la sociedad en su conjunto.

La autogeneración o producción de energía eléctrica a nivel individual se había reducido entre 1975 y 1987, pasando del 16% del total de la generación a menos del 8% en los años mencionados.

Con el surgimiento de la crisis energética en 1988 este proceso se revierte y la autoproducción alcanza en los dos años de la crisis un nivel de unos 4500 GWh (casi un 10% de la generación total). Efectuando un análisis regional, Buenos Aires es el que posee mayor participación, a la vez que dos provincias del Norte (Jujuy y Tucumán) también presentan una incidencia importante.

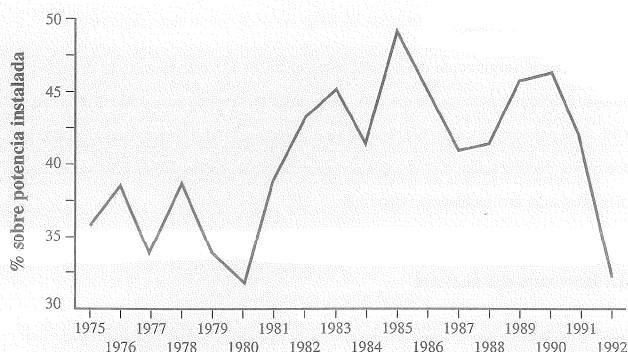
d. Reservas del sistema

Los márgenes nominales de reserva, principalmente del SIN, han mostrado niveles relativamente altos. En ello tuvo gran incidencia el ingreso de un número importante de centrales. Sin embargo, la reserva nominal, calculada como la diferencia entre la potencia nominal instalada (también llamada potencia de "chapa") y la potencia máxima demandada, no representa una medida adecuada de la reserva efectiva del sistema. Este indicador de reserva nominal debería ser corregido por la energía eléctrica que se autoconsume en el proceso de generación y por la disponibilidad efectiva de las centrales de acuerdo a sus características técnicas. En las centrales hidroeléctricas, por ejemplo, se podría utilizar el concepto expuesto por Karacsonyi (1988) de "potencia hidráulica no despachada" que es aquella potencia hidráulica que, estando mecánicamente disponible, no puede ser despachada debido a la imposibilidad de ubicarla en la curva de carga.

El hecho de que la potencia real de los equipos sea menor que la de chapa permite entender por qué a pesar de la alta disponibilidad de reservas constatada en los años de la crisis eléctrica, no fue posible evitar la discontinuidad del servicio, dado el elevado índice de indisponibilidad del parque generador.

La información para calcular la reserva efectiva del sistema no se encontraba disponible, por lo que en el gráfico I.1 se muestran los márgenes de reserva del sistema calculados como la diferencia entre la potencia instalada y la carga máxima.

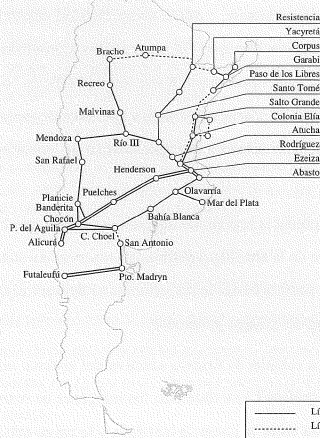
GRAFICO I-1
Margen de reservas nominales del SIN



Fuente: IDDE (1992) y Cammesa.

Nota: No incluye el sistema patagónico y los pequeños sistemas aislados.

GRAFICO I-2
Configuración física del SIN



e. Sistema de transporte

El transporte de energía eléctrica involucra 13,812 km de líneas de alta y media tensión de 500, 330, 220 y 132 kV. Anteriormente a la privatización, estas líneas (que constituyen la base de la integración del SIN) pertenecían a AyE, a Hidronor SA y SEG-BA. La localización geográfica de la red de 500 kV puede verse en el gráfico I-2.

Damonte (1992) señala que si bien la red de transporte está bastante desarrollada, existen algunos puntos débiles en el sistema de transmisión. En particular, la línea que une el centro y NOA con el Litoral, Buenos Aires y el sur (tramo Almagro-Rosario) presenta restricciones en algunas ocasiones. Las tres líneas que traen energía eléctrica desde el Comahue hacia Buenos Aires, por su parte, presentan restricciones de capacidad en la punta del sistema. El exceso de demanda de transporte en una situación de máximo requerimiento posible en estas líneas es del 15% sobre el total de la capacidad transportable de 2400 MW. Este tramo también es susceptible a mayores riesgos de falla debido a condiciones climáticas derivadas de los tornados que ocurren en ciertas épocas del año.

f. Relación con otras fuentes de energía

Para determinados usos finales (tanto domésticos como industriales), la electricidad compete con fuentes alternativas de energía. El gas natural, por ejemplo, compete en algunos usos domésticos como calefacción, cocina, etc. Este, a su vez, es al mismo tiempo un insumo en el proceso de generación de electricidad en algunas centrales térmicas.

Desde el punto de vista global de la asignación de recursos es importante reconocer que en determinadas zonas geográficas la disponibilidad y el costo de suministro de gas determina el tipo de tecnología a usar en la central térmica o la compra de electricidad desde otras zonas. En un país de recursos abundantes en un insumo importante de la producción (en este caso el gas), la curva de oferta de energía eléctrica depende en gran manera de la localización, disponibilidad y costo de dicho insumo.

La liberalización del mercado de gas y de electricidad permitirá que las decisiones de producción e inversión en el sector se realicen en función de precios de mercado y de precios regulados donde se simulan situaciones competitivas. Ello ayudará a evitar las distorsiones resultantes de la aplicación de precios y políticas discrecionales, característica de las empresas públicas argentinas.

Por ejemplo, de haber existido precios de eficiencia durante las dos décadas anteriores, las determinaciones sobre los niveles de inversión y los incentivos económicos para las decisiones de producción habrían acelerado y profundizado el proceso de sustitución desde fuel y diesel hacia el gas en la generación eléctrica en centrales térmicas convencionales.³⁰ En Argentina, la entrada en funcionamiento de la desregulación del mercado de gas está prevista para junio de 1994.

2. Demanda

a. Consumo

Los estudios cuidadosos de demanda de energía eléctrica constituyen un elemento destacado en la programación de inversiones del sector, fundamentalmente debido a que su maduración se produce en períodos prolongados y deben efectuarse estimaciones con una anticipación de entre cinco a diez años. Al observar las proyecciones que surgen de los planes nacionales con lo realmente ocurrido, se observa que siempre existió una tendencia a sobrevaluar los crecimientos de demanda.

El consumo de energía eléctrica (tomando como tal la electricidad facturada) creció entre 1970 y 1980 a una tasa anual promedio de casi 8%, mientras que en el período 1980-91 lo hizo a una tasa promedio del 2.5% (ver cuadro I-6).

Dentro del análisis de la demanda de energía eléctrica, otro aspecto importante lo constituyen las pérdidas por hurto. Es destacable que en los años en que Argentina estuvo sumergido en el flagelo de procesos hiperinflacionarios (1989-1990) se observan los más altos porcentajes de pérdidas respecto de la energía eléctrica generada (ver cuadro I-6).

En el período 1987-1990 la estructura del consumo de energía eléctrica por tipo de cliente (cuadro I-7) no sufrió grandes modificaciones pese a que el producto bruto industrial decreció.

³⁰ Conclusión extraída del modelo energético formulado por Givogri et al. (1990). El término precios de eficiencia se refiere a aquellos precios que permiten una adecuada asignación de recursos en el sector energético.

CUADRO I-6
Demanda de energía eléctrica en Argentina

Año	Energía generada GWh	Energía facturada GWh	Pérdidas como % de energía generada	Energía generada per cápita kWh	Energía facturada per cápita kWh
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
1970	16805	13798	17.89	701	576
1971	18646	15222	18.36	765	625
1972	20404	16868	17.33	824	681
1973	21608	18055	16.44	858	717
1974	23040	19092	17.14	899	745
1975	24563	20419	16.87	943	784
1976	25215	21101	16.32	952	797
1977	27197	22546	17.10	1011	838
1978	29235	23891	18.28	1069	874
1979	33019	27592	16.44	1188	993
1980	35667	29449	17.43	1263	1043
1981	35213	29117	17.31	1227	1015
1982	36174	29666	17.99	1241	1017
1983	38899	31545	18.91	1313	1065
1984	40827	33092	18.95	1357	1100
1985	41492	32839	20.85	1358	1074
1986	44900	35502	20.93	1447	1144
1987	48064	38396	20.11	1526	1219
1988	47249	38390	18.75	1478	1201
1989	46434	36159	22.13	1431	1115
1990	47877	37303	22.09	1454	1133
1991	49365	38484	22.04	1477	1151

Fuentes: Elaboración propia en base a datos de FIEL (1992).

Notas: (3) se obtuvo como la diferencia entre la energía generada y la facturada respecto de la primera.

CUADRO I-7
Energía eléctrica facturada por tipo de cliente
(% sobre el total)

Período	Residencial	Comercial	Industrial	Otros
1987	30.66	9.78	47.33	12.23
1988	29.00	9.13	49.27	12.60
1989	29.26	9.07	48.79	12.88
1990	30.53	8.51	48.18	12.78

Fuente: Elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía. Dirección de Evaluación Energética (1987-1989) y OLADE (1991)

Nota: "Otros" incluye servicios sanitarios, oficial, alumbrado público, riego agrícola, tracción, etc.

Esto se podría explicar en parte por los aumentos de producción ocurridos en el sector metalúrgico (consumidor intensivo de energía eléctrica). Los consumos residencial y comercial, por su parte, fueron los que principalmente resultaron afectados durante la crisis energética, debido al sistema de racionamiento dispuesto.

Por otra parte, el número de clientes fue creciendo y la energía eléctrica facturada por cliente estuvo durante el período 1980-1987 alrededor de los 4000 kWh/año. El consumo de electricidad per cápita fue de 1249 kWh/año en 1990, levemente superior al promedio latinoamericano.

El consumo de energía eléctrica es mencionado a menudo por publicaciones especializadas como un indicador de la evolución del nivel de actividad de una economía. Es así que si aumenta aquella variable, inmediatamente se la asocia con un incremento en el nivel de producto. Sin embargo, si se efectúan comparaciones entre las tasas de crecimiento del consumo per cápita de electricidad y del PBI per cápita se puede ver que en el período 1970-1991 el consumo creció a un promedio anual de 3.35% cuando el PBI lo hizo al 1.15%.³¹ Más aún, si se toman las mismas cifras para el período 1980-1991, se encuentra que mientras el consumo per cápita creció a casi el 1% anual, el PBI per cápita

³¹ Estimaciones de PBI medidas según la serie "Estimaciones trimestrales de oferta y demanda globales" del Banco Central de la República Argentina.

ta disminuyó al 0.77%³². En los años 1975, 1978 y 1982, mientras el PBI declinaba, el consumo no acompañó ese comportamiento.

¿Qué tipo de relación existe entre estas dos variables? ¿Es el consumo de energía eléctrica un buen indicador de la evolución de la economía? A pesar de que el consumo de electricidad está subvaluado (consecuencia de que se lo mide como energía eléctrica facturada y por ende excluye el robo), es un indicador que refleja lo que ocurre en la evolución de la economía informal, es decir aquellas actividades que hacen uso del servicio eléctrico desarrollando una tarea productiva pero que no es registrada como actividad económica en los relevamientos estadísticos formales, y por lo tanto no es capturado por las mediciones del PBI.

b. Políticas tarifarias

Si se cree que existen cambios importantes en el consumo eléctrico debido a cambios en las tarifas, o puesto en términos económicos, si las elasticidades precio de los diferentes servicios son relevantes.³³ Entonces, es conveniente señalar lo ocurrido con el nivel y las tendencias de los precios de la electricidad en los últimos años.

En primer lugar, puede hacerse una breve referencia sobre qué dice la teoría acerca de cómo deben fijarse los precios para el suministro de energía eléctrica, teniendo en cuenta que el establecimiento de una estructura tarifaria determinada brinda las señales tanto para el nivel de consumo de los diferentes grupos de usuarios como para las decisiones de inversión y expansión de las empresas. Existe consenso a nivel de la teoría económica de que los precios deben reflejar el esfuerzo marginal de generar una unidad adicional de energía eléctrica. En una situación de corto plazo³⁴, esto viene dado por

³² Cifras de PBI obtenidas de las nuevas «Estimaciones anuales de la oferta y demanda globales. Período 1980-1992» del Banco Central de la República Argentina.

³³ Los estudios sobre elasticidades de demanda de productos energéticos en Argentina no abundan. La estimación más reciente corresponde a un trabajo de Bastos et al. (1988) para el período 1966-1985 donde se encontró que para el caso de SEGBA la elasticidad precio era -0.15 y la elasticidad ingreso 0.44 para grandes consumidores. En el caso de EPEC, estos mismos valores se ubicaban en -0.23 y 1.11 respectivamente. Las elasticidades precio encontradas para los consumidores residenciales y comerciales, sin embargo, no diferían significativamente de cero, tanto para el caso de SEGBA como el de EPEC.

³⁴ Se entiende como corto plazo a aquel período en el cual el productor no puede variar las cantidades de los insumos fijos (maquinarias, instalaciones, otros bienes de capital, etc.) en el mix total de factores de la producción. Largo plazo es entonces aquel horizonte donde no existen restricciones en la elección de las combinaciones de insumos para la producción.

el costo marginal de suministrar energía eléctrica con la capacidad instalada existente. En la visión de largo plazo, se deben añadir los costos incrementales de expandir la capacidad, cuando esto es necesario. En la práctica, no obstante, el cálculo de costos marginales dista de ser sencillo.

En las empresas públicas, es común hallar que desde el punto de vista teórico los precios quieren reflejar la eficiencia en la asignación de recursos a la vez que incorporan elementos de política distributiva (factor equidad) y contemplan restricciones presupuestarias (factor financiamiento). El enfoque teórico tradicional para el cálculo de tarifas en una empresa verticalmente integrada está entonces basado en la asignación de costos contables, en donde se diferencian los costos relacionados a la capacidad (también llamados cargos fijos o de potencia), los relacionados a la cantidad de energía eléctrica suministrada, y aquellos vinculados con los gastos de comercialización. El criterio para la fijación de precios se deriva en base a la asignación de estos costos a los distintos tipos de clientes de la forma más equitativa posible, es decir, aquella que resulta de distribuir las cargas entre los distintos grupos de usuarios de acuerdo a la imputación específica que se considere tengan estos grupos sobre los costos contables totales. De esta manera, es típico encontrar estructuras tarifarias donde existen cargos fijos y variables y donde existen desigualdades según la categoría de usuario y según el nivel de consumo, reflejando así las diferencias conceptuales entre lo que significa, por ejemplo, consumir en horas de pico versus en horas de valle, o consumir en grandes o en pequeñas cantidades.

El enfoque tradicional basado en la asignación de costos contables ha merecido la crítica de no cumplir con su principal objetivo, esto es, el de la asignación eficiente de los recursos. Turvey y Anderson (1977) señalan al menos cuatro importantes desavenencias al respecto:

a. Considerar los costos de capital históricos es equivalente a tarifar en base a un criterio donde se mira al pasado (*backward-looking*) en vez de estar mirando al futuro (*forward-looking*). Sólo por casualidad los costos de inversión pasados podrían coincidir con los futuros. Usar la información histórica significa crear la ilusión de que los recursos pueden ser usados o economizados de forma tan barata o tan cara como la que habían sido utilizados en el pasado.

b. La asignación de costos contables en diferentes categorías de consumidores es equivalente a generar tarifas relacionadas con costos medios en vez de costos marginales.

c. La determinación de atribuciones de costos por categoría de consumidor es hecha generalmente en base a inferencias teóricas o a aproximaciones que no necesariamente corresponden con la realidad. Esto puede conducir a injusticias que si bien pueden ser no intencionales, no son deseables.

d. La aplicación del enfoque contable puede impedir los efectos de los incentivos que se pueden transmitir a través de los precios. En particular, pueden ocurrir situaciones en las que la complejidad de la estructura tarifaria no permita que se transmita la información correcta al usuario sobre la diferencia de precios durante las horas de pico del sistema.

Las empresas públicas, además, usualmente incorporan en las tarifas elementos que tienden a satisfacer objetivos distributivos, mediante precios subsidiados para favorecer a determinados grupos de consumidores (fruto tanto de la intencionalidad política y social como del resultado de alguna presión sectorial), y atienden los requerimientos presupuestarios impuestos generalmente por el Tesoro Nacional o dependencia administrativa a cargo. Los objetivos de equidad se pueden materializar a través de subsidios directos en forma explícita, evitándose así las distorsiones secundarias que se originan por la modificación de tarifas.

En Argentina, como ya se señalara anteriormente, las prácticas en materia tarifaria han respondido a motivaciones diversas. En el caso de AyE, las tarifas siguieron en un principio la inercia de las estructuras preexistentes en las respectivas jurisdicciones locales, donde la dispersión tarifaria era tan amplia como injustificada desde el punto de vista técnico y económico. Luego se procuró la adopción de criterios más uniformes, en base al concepto de equilibrio presupuestario de largo plazo y se creó un fondo especial para atender los costos de la expansión. Al ver la serie histórica de tarifas medias de AyE se observa, sin embargo, que el nivel de las mismas no alcanzaba siquiera a cubrir costos medios durante el período 1982-88.

En un estudio de Navajas y Porto (1991) sobre las prácticas tarifarias de SEGBA, también se puede observar la diversidad de criterios aplicados a través del tiempo en cuanto a la estructura de las tarifas (uniformes o no) y a la tendencia en la tarificación media (creciente, constante o decreciente). El estudio encontró diez criterios tarifarios distintos en el período que va desde la creación de la empresa en 1958 hasta 1988. Las motivaciones subyacentes a esta diversidad de políticas tarifarias es en gran parte explicada por el carácter público de la propiedad de SEGBA. En efecto, los autores buscaron

las justificaciones explícitas dadas para aquellos cuadros tarifarios que mostraban características no imputables a criterios de eficiencia económica. Por ejemplo, en la experiencia de 1973 (luego repetida en 1975, 1983 y 1984) donde los precios eran fuertemente crecientes se descubre la incorporación de consideraciones de tipo distributivo, según puede inferirse del discurso oficial de esa época: "...habida cuenta de la necesidad de reconstruir y fortalecer al sector público, y especialmente a las empresas del Estado, y estructurar un sistema tarifario que contribuya a la redistribución de ingresos, se hace inevitable ajustar las tarifas y precios de los bienes que habitualmente presta. Los aumentos porcentuales de precios y tasas representarán niveles promedio dentro de los que se efectuarán ajustes diferenciales con el objeto de lograr que quienes posean más capacidad económica, soporten el peso de las mismas, con la finalidad de aminorar la carga del necesario reajuste sobre aquellos bienes y servicios de consumo por parte de los sectores populares." ³⁵

Los motivos distribucionistas incorporados a la tarifa eléctrica causan distorsiones secundarias en otros mercados, ya que pueden alterar decisiones individuales de los consumidores en forma no deseada. Dejar librado al arbitrio de las empresas públicas la elección de los beneficiarios de estos subsidios no es asimismo recomendable ya que habitualmente conlleva a la realización de prácticas discrecionales. Guadagni (1987), señala además que la potestad de determinar monto y destino de subsidios pertenece al Congreso. Al respecto manifiesta que "el procedimiento parlamentario tiene la gran ventaja de hacer explícitos los costos de oportunidad de todos los subsidios, y hace posible poner sobre la mesa todas las implicancias en términos de la natural puja entre los legisladores de distintas regiones o representatividades sociales. En la práctica dejar que las empresas públicas incorporen consideraciones distributivas, ha significado otorgar potestades a burócratas administrativos que no están contempladas en la Constitución Nacional." Claro está que esta lectura da por sentado que el Congreso se comporte efectivamente como el representante de los intereses de sus constituyentes, y no que sea de alguna forma "capturado" por aquellos grupos que tienen probada capacidad de lobby.

³⁵ Acta de Compromiso firmada entre el Gobierno Nacional, la Confederación General del Trabajo y la Confederación General Económica en mayo de 1973. Extraído de Navajas y Porto (1991).

Las tarifas eléctricas han sido históricamente determinadas en los distintos lugares del país por la Nación o por los gobiernos provinciales. Son notables las desigualdades tarifarias, las cuales van más allá de lo que sería razonable justificar en base a diferencias de costo en la prestación. Así, por ejemplo, Givogri (1984) encontraba que en el primer cuatrimestre de 1984 la tarifa general (comercio y pequeñas industrias) que se abonaba en Salta era casi tres veces superior a la de Capital Federal, concluyendo que una parte importante de las discrepancias se originaban en decisiones de política.

Datos más recientes también permiten encontrar cifras que revelan las diferencias de tarificación entre las distintas empresas. Esta información se presenta en el cuadro I-8.

CUADRO I-8
Tarifas por tipo de usuario en distintas jurisdicciones
(U\$S / kWh)

	Residencial		Comercio e industria			
	1990	1991	Medios		Grandes	
			1990	1991	1990	1991
SEGBA	0.048	0.082	0.153	0.120	0.086	0.076
EPEC	0.074	0.130	0.270	0.324	0.157	0.297
EPESF	0.088	0.146	0.252	0.330	0.155	0.186
EPEN	0.039	0.084	0.155	0.260	0.061	0.092
AyE	0.039	0.073	0.123	0.107	0.051	0.065
ESEBA	0.160	0.190	0.270	0.312	0.141	0.120

Fuente: "Informe de Coyuntura". IAE. Septiembre 1992.

Notas: Residencial toma consumo bimestral=250 kWh e incluye impuestos nacionales.
Comercio e Industria Medios consumo bimestral=3000 kWh e incluye impuestos nacionales.
Comercio e Industria Grandes toma a usuarios de media tensión e incluye sólo IVA.

En general, las tarifas eléctricas han tenido en los últimos años una evolución ascendente. Sin embargo, el componente impositivo de las mismas (particularmente el nacional) mostró una reducción, o al menos una similitud, en su participación.

Así, de acuerdo con datos de IDEE (1991) y del IAE General Mosconi, mientras en octubre de 1990 el porcentaje de impuestos nacionales sobre las tarifas eléctricas re-

presentaba en promedio 29.2%, en julio de 1992 la carga impositiva en los consumos era de 19.2% y 28.2% en los consumos residenciales y de comercio e industria, respectivamente (ver cuadro I-9).

CUADRO I-9
Carga impositiva en las tarifas eléctricas
Impuestos nacionales
(%)

	Octubre '90	Julio '92	
		Residencial	Com. Ind.
IVA	13	18	27
Ley 16.656 Fondo Nacional de la Energía	5	---	---
Ley 17.574 Fondo Chocón Cerros Colorados	5	---	---
Ley 19.287 Fondo Nac. Grandes Obras Eléct.*	5	---	---
Fondo Ley 22.938 "EMSA"	0.6	0.6	0.6
Fondo Ley 23.681 "Santa Cruz"	0.6	0.6	0.6
TOTAL	29.2	19.2	28.2

Fuente: IDEE (1991) e IAE General Mosconi.

Nota: * Derogado por Decreto N° 2.733 de diciembre de 1990. Los datos de Octubre de 1990 corresponden a ambas categorías residencial y comercial-industrial.

En el caso de los cuadros tarifarios a usuarios residenciales la reducción de la carga impositiva obedeció a la eliminación en la tarifa de los fondos establecidos por las leyes 16.656 y 17.574.

Respecto al sector comercial-industrial, éste prácticamente mantuvo su carga impositiva, dado que la reducción obtenida por la eliminación de los Fondos mencionados fue compensada por una mayor alícuota del IVA.³⁶

Otro aspecto muy interesante de señalar es la dispersión que existe entre las tarifas comercial e industrial en algunas empresas provinciales (a pesar de tener la misma carga impositiva nacional). Es así que los consumos medios comerciales resultan más ca-

³⁶ Alícuota diferencial del 27% que rige a partir del 20/8/91 por ley 23.966 y que es extensiva a telecomunicaciones, electricidad, gas y servicios de agua y cloacas.

ros que los industriales en Neuquén (EPEN), Santa Fe (EPESF) y Córdoba (EPEC) un 55.4%, 32.6% y 18%, respectivamente (IAE General Mosconi, julio de 1992). Esta situación obedece tanto a la política tarifaria respecto de los consumos que se quieren favorecer (subsidiar), como a las diferencias en la carga introducida por la presencia de impuestos provinciales y municipales.

En lo que respecta a estos impuestos, ambos incorporan distorsiones, ya que elevan los costos en general y resultan en una duplicación impositiva. Estos inconvenientes podrían subsanarse si las empresas de electricidad desarrollaran convenios con los gobiernos municipales y provinciales y elaboraran mecanismos de compensaciones para evitar la doble imposición.

Algunas de las provincias y municipios que cobran estos impuestos están representadas en el cuadro I-10.

CUADRO I-10
Carga impositiva en las tarifas eléctricas
Impuestos provinciales y municipales

Provincia	Empresa	Impuestos Provinciales				Impuestos Municipales			
		Resid.	Comer.	Ind.MT	Ind.BT	Resid.	Comer.	Ind.MT	Ind.BT
Bs. Aires	ESEBA	9.5	25.5	25.5	25.5	s/d	s/d	s/d	s/d
Cap Fed.	(1)	0.0	0.0	0.0	0.0	8.42	6.42	6.42	6.42
Catamarca	DEC	0.0	0.0	0.0	0.0	12.0	12.0	12.0	12.0
Chaco	SECHEEP	10.74	10.74	10.74	10.74	0.0	0.0	0.0	0.0
Córdoba	EPEC	0.0	0.0	0.0	0.0	10.0	10.0	10.0	10.0
Entre Ríos	EPEER	(2)	(2)	(2)	(2)	21.0	18.0	7.0	7.0
Mendoza	EMSE	5.0	12.0	12.0	12.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Neuquén	EPEN	0.0	0.0	0.0	0.0	6.0	6.0	6.0	6.0
Río Negro	ERSE	10.0	10.0	10.0	10.0	s/d	s/d	s/d	s/d
Salta	DPE	0.0	0.0	0.0	0.0	4.0	4.0	4.0	4.0
San Luis	SESLEP	0.0	0.0	0.0	0.0	9.0	9.0	9.0	9.0

Fuente: Secretaría de Energía de la Nación, en base a datos de la Empresa Provincial de Energía de Entre Ríos. Notas: Datos correspondientes a 1993.

(1) EDENOR y EDESUR.

(2) En Entre Ríos los impuestos provinciales constituyen un cargo fijo de \$0.02/kWh para los consumos residenciales y comerciales, y de \$0.003/kWh para los industriales.

3. Indicadores de performance

Una adecuada evaluación de performance de las empresas del sector implica hacerlo en función de los objetivos a éstas impuestas por su principal, en este caso el Estado. Sin embargo, la multiplicidad, falta de claridad y variabilidad en el tiempo de los objetivos a los cuales las empresas han estado sometidas no permite la realización de evaluaciones de este tipo.

No obstante lo anteriormente señalado, se pueden observar una serie de indicadores técnicos y financieros que brindan la información necesaria para analizar lo ocurrido en el sector, independientemente de los objetivos asignados. Esto servirá de base para comprender en mejor medida los alcances de la transformación llevada a cabo en 1991-93.

a. Productividad y otras relaciones físicas

Estos indicadores permiten conformar una idea de la eficiencia con que evolucionó el sector eléctrico argentino. Al mismo tiempo permiten observar la eficiencia de las centrales y la productividad de los insumos, aspecto muy importante a la hora de evaluar sus remuneraciones (ver cuadro I-11).

La productividad del insumo combustibles se puede medir a través de la cantidad de kilocalorías por kWh generado (kcal/kWh) que son necesarias en el conjunto de centrales térmicas. En el período 1975-91, éstas se redujeron en un nivel de 134 Kcal/kWh, lo que significó una mejora en la eficiencia térmica del 4.7%. Este aumento en la eficiencia térmica estaría explicado por la mayor participación de la generación nuclear, por la reducción en el consumo específico (Kcal) producido en este tipo de centrales, por la relativa constancia en el consumo promedio de las centrales térmicas convencionales y por la entrada en servicio de equipos térmicos de mayor módulo (mejor eficiencia).³⁷

El cuadro I-11 muestra un índice de productividad media por tipo de tecnología utilizada en la generación térmica convencional. Tomando como base el año 1975, tanto en las centrales de vapor como en las de gas, la productividad de los combustibles aumentó.

³⁷ El indicador de eficiencia térmica en generación presentado en el cuadro I-11 incluye las centrales nucleares, cuya comparación en términos de consumo de combustible (Kcal/kWh) puede no ser directamente aplicable. Se presenta este indicador como medida de referencia global en la productividad del insumo combustible.

CUADRO I-11
Indicadores de performance del sector eléctrico argentino

Año	Factor trabajo		Insumo combustibles			
	Empleados en el sector	Índice de productividad media del trabajo	Incremento productividad trabajo %	Eficiencia térmica generación Kcal/kWh	Variación eficiencia térmica generación	Índice de productividad media combustibles por tecnología
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
1975	61522	1.00		2837		1.00
1976	60348	1.05	4.65	2855	-0.63	1.00
1977	55229	1.23	17.86	2885	-0.98	1.03
1978	51744	1.42	14.73	2813	2.43	1.03
1979	48778	1.70	19.81	2827	-0.50	1.01
1980	50878	1.76	3.56	2836	-0.32	1.02
1981	44379	1.99	13.19	2765	2.50	1.04
1982	42324	2.14	7.72	2839	-2.68	1.02
1983	43054	2.26	5.71	2831	0.28	1.02
1984	44274	2.31	2.06	2743	3.11	1.03
1985	45469	2.29	-1.04	2659	3.06	1.05
1986	45424	2.48	8.32	2704	-1.69	1.07
1987	45869	2.62	6.01	2620	3.11	1.08
1988	46183	2.56	-2.36	2658	-1.45	1.09
1989				2664	-0.21	
1990				2687	-0.89	
1991				2703	-0.57	
						(7)
						Gas
						(8)
						Vapor
						(9)
						Gas
						3.15
						2.70
						-1.29
						1.44
						-4.79
						-1.22
						1.65
						-1.66
						2.66
						-0.24
						1.97
						0.52
						-0.40
						1.31
						2.10
						0.73
						2.32
						0.92
						1.80
						5.42

Fuentes: elaboración propia en base a datos de IDEE (1991) y Secretaría de Energía.
Notas: (1) Comprende personal de EPEC, SEGBA, DEBA, EPE, AyE (excluye riesgo). HIDRONOR, CNEA, SALTO GRANDE y Cooperativas.
(2) Base 1975=100. Relación entre la energía eléctrica generada y los empleados del sector.
(3) El dato de 1991 fue suministrado por la SE, calculado para el SN.
(4) (7) IDEE (1991). Base 1975=100. Cociente entre energía generada y consumo de combustibles por tecnología. Representa GWh/miles de toneladas equivalentes de petróleo.

Un aspecto para destacar en el caso de las centrales de turbo vapor y de turbo gas fue lo ocurrido en los años de la crisis energética (1988-89). En ambos, los niveles de generación experimentaron fuertes aumentos, pero la productividad del insumo combustibles en las de turbo gas tuvo aumentos más pronunciados.

Pasando a la eficiencia laboral, se observa que tomando como base el año 1975, la productividad de la mano de obra creció dos veces y media, lo que significa una muy buena performance de este factor de producción. Este comportamiento obedeció al aumento que se produjo en la generación de energía eléctrica, junto a la disminución observada en el número de empleados del sector. La reducción de los cuadros trabajadores en el sector se realizó particularmente durante el período 1976-83. Con el arribo del nuevo gobierno democrático comienza a visualizarse una reversión de la tendencia, creciendo el número de empleados entre 1984 y 1988.

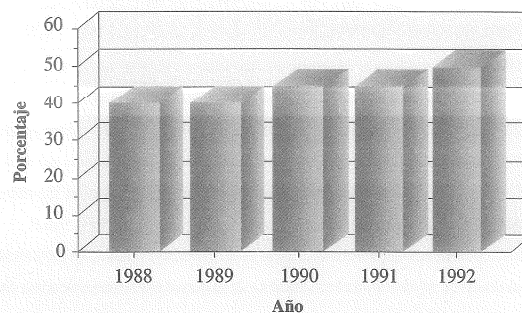
Otro indicador que hace tanto a la performance del sector como a la mano de obra es la relación clientes por empleado. La misma fue aumentando y pasó de 144 clientes por trabajador en 1980 a 191 en 1987.

El grado de disponibilidad del parque generador refleja en buena medida la política de mantenimiento del equipamiento existente y puede a su vez estar reflejando el nivel de obsolescencia de las centrales. Si bien existen salidas de servicio debido a mantenimientos programados, altos niveles de indisponibilidad generalmente son consecuencia de situaciones de obsolescencia o, más comúnmente, de fallas por falta de mantenimiento rutinario adecuado. Como se pudo observar en el cuadro I-2 (oferta), la evolución de la indisponibilidad de equipos de generación del SIN fue aumentando hasta llegar a 34.4% en 1989. La indisponibilidad del parque térmico convencional, por su parte, registró valores más altos, ilustrados en el gráfico I-3³⁸.

El racionamiento al consumo de electricidad se puede visualizar a través de las estadísticas sobre horas de energía no suministrada. Utilizando el tiempo total de interrupción en el año para un cliente medio³⁹ podemos observar que las horas no suministradas de electricidad originadas en inconvenientes producidos en los generadores hi-

droeléctricos son relativamente menos frecuentes y con una duración media sensiblemente inferior a las que se producen como consecuencia de fallas en los sistemas de transmisión y distribución (ver cuadros I-12 y I-13).

GRAFICO I-3
Indisponibilidad del parque térmico del SIN



Fuente: Cammesa (1992).

CUADRO I-12
Indicadores de calidad de servicio
HIDRONOR

Generación	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
fmi	0.34	0.30	0.26	0.02	0.34	0.26	0.32
dmi	0.90	0.19	0.60	1.00	0.14	0.31	0.31
tti	0.31	0.06	0.16	0.02	0.05	0.08	0.10
Transmisión	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
fmi	2.05	1.67	1.04	0.78	0.19	1.39	1.03
dmi	2.11	14.0	2.63	18.0	16.7	4.42	5.50
tti	4.33	23.4	2.74	14.0	15.1	6.14	5.65

Fuente: IDEE (1991).

Notas: fmi = frecuencia media de interrupción. Relación entre la suma de potencias medias interrumpidas y suma de potencias disponibles en el año.

dmi = duración media de interrupción. Promedio de las duraciones de interrupción ponderado por la potencia interrumpida.

tti = tiempo total de interrupción anual para un cliente medio. Relación entre la suma de las energías no suministradas y la suma de las potencias disponibles.

³⁸ La elevada tasa de indisponibilidad promedio para 1992 responde a la incidencia de tasas muy altas (hasta un 59.2%) en el primer semestre del año, y en especial al peso de la Central Costanera antes de su privatización.

³⁹ Índice definido por la Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER). Ver IDEE, 1991a.

CUADRO I-13
Indicadores de calidad de servicio
SEGBA

Distribución	1985	1986	1987	1988
Nº de fallas/100 Centros Transformación	3.74	3.42	3.55	2.78
Nº de fallas/100 km Línea A.M.T.	20.39	19.12	18.01	13.65
Nº de fallas/100 km Cable S.M.T.	14.52	13.18	12.88	10.50
tti	25.00	20.00	22.00	21.00
Reclamos atendidos/Nº clientes (%)	1.54	1.50	1.60	1.50

Fuente: IDEE (1991).

Nota: tti = tiempo total de interrupción anual para un cliente medio. Relación entre la suma de las energías no suministradas y la suma de las potencias disponibles.

b. Inversiones

Existe coincidencia generalizada de que en Argentina se ejecutaron proyectos de ingeniería en donde se sobreestimó el crecimiento de la demanda, llevándose a una situación de excesiva inversión en nuevas centrales de generación, especialmente de tipo hidroeléctrico. ¿Por qué de pronto la sobreinversión en un país que no se caracteriza por la abundancia relativa de capitales y en el mismo sector que, como se verá más adelante, a finales de los cincuenta no encontraba soluciones a los cortes de suministro en Buenos Aires debido a la falta de recursos para la expansión?

Las experiencias internacionales muestran que la sobreinversión en las empresas eléctricas no son atípicas. En particular, la respuesta más directa a la sobreinversión desde el punto de vista teórico viene dada por la existencia de un elemento no deseado en la forma de regulación tradicional a las empresas (regulación por tasa de rentabilidad), conocido como el efecto Averch-Johnson-Wellisz.⁴⁰ A través de esta forma de regulación, existe una tendencia al ensanchamiento de la base (capital) sobre la cual se calcula la tasa de rentabilidad. Si bien empresas como SEGBA y CIAE estaban sujetas a este tipo de regulación, en el caso argentino los costos de sobreinversión se manifiestan mayormente en los grandes emprendimientos hidroeléctricos llevados a cabo por nuevas organiza-

⁴⁰ Ver Averch H. y Johnson L. (1962) y Wellisz S. H. (1963).

ciones, por lo cual se descarta a la inadecuada regulación como el elemento desencadenante en este caso.

Bastos y Givogri (1983) sugerían que las obras previstas por el Plan de Equipamiento de 1979⁴¹ (actualizado luego a mayo de 1982) debían reverse en función de la evidencia de diversos cambios en las circunstancias que habían fundamentado en su momento al plan. Bastos y Visintini (1985), a su vez, señalaban que en 1985 la inversión en el sector eléctrico mostraba una participación creciente dentro de la inversión total del sector público, llegando a un porcentaje del 32% para ese año, como consecuencia de las obras hidroeléctricas surgidas a partir del mencionado plan. Entre los cambios más importantes ocurridos desde el momento de la formulación del plan se incluían las variaciones en los precios base utilizados, las diferencias en las condiciones de suministro de algunos de los combustibles usados como insumos (gas natural más barato) y el aumento del costo del endeudamiento en los mercados internacionales.

IDEE (1991a), por su parte, muestra el hecho de que a partir de mediados de la década de los setenta, los planes de inversión habían sido calculados en base a un crecimiento de la demanda vertiginoso de un 11% anual acumulativo para el período 1968-73, en cuanto lo efectivamente crecido para la década del setenta fue del 6%. La discrepancia entre demanda planeada y realizada por sí misma no justifica sin embargo la existencia de los elevados costos unitarios de inversión, como surgen de un reciente estudio de FIEL (1992), mostrados aquí en el cuadro I-14. Ahora bien, si el crecimiento más bajo de la demanda se traduce en demoras en la ejecución de los proyectos, combinados con empresas estatales cuyas habilidades de renegociación de contratos han probado ser perniciosas (referencia que no es exclusiva del sector eléctrico) aquí se tiene una fuente de origen de los altos costos ocasionado por las pérdidas financieras debido a la inmovilización del capital ya invertido y por las desfavorables condiciones en que se renegociaban los contratos.

Otra de las fuentes de la sobreinversión se origina en la forma en que se gestaban y financiaban los proyectos. En los proyectos hidroeléctricos generalmente se contaba con financiamientos blandos de instituciones internacionales de crédito y al hacerse la evaluación *ex-ante* de los mismos los números "cerraban" debido a la consideración de

⁴¹ Plan Nacional de Equipamiento para los Sistemas de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica - Período 1979-2000.

CUADRO I-14
Costos unitarios de inversión en el sector eléctrico

Año	Inversión total (mill. u\$ dic.91)	Potencia instal. (MW)	Increment. Potencia instal. (MW)	Potencia máxima demandada inferida (MW)	Increment. de potencia demandada (MW)	Inversión por kW de increm. de demanda (u\$/kW)	Inversión por kW de increm. de potencia instalada (u\$/kW)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	
1970	940	4859		3361			
1971	888	5233	424	3729	368		
1972	991	5618	335	4081	352	4348	2289
1973	1162	6505	887	4322	241	4090	2558
1974	1442	7228	723	4608	286	5662	2704
1975	1712	7281	53	4876	268	7366	3661
1976	1717	7880	599	4967	92	7727	3807
1977	3077	8106	225	5317	350	6126	4579
1978	2494	9248	1142	5673	355	5736	3973
1979	1727	9570	323	6359	686	6724	3701
1980	2122	10084	514	6817	458	7010	3062
1981	2094	10992	908	6680	-137	6264	2739
1982	2029	11524	532	6811	131	8146	2633
1983	2021	12896	1372	7268	458	11216	2353
1984	1610	13322	426	7571	303	5752	2676
1985	1438	13991	669	7637	65	4959	3034
1986	1740	14295	304	8216	580	7612	4633
1987	2628	14634	339	8714	497	11838	4517
1988	1971	14922	288	8501	-212	8620	6455
1989	753	15210	288	8292	-210	11528	4588
Promedio 70-89	1728		545			7263	3553

Fuente: FIEL (1992).

Nota: (1) INVERSIÓN TOTAL, obtenida a partir de los datos suministrados por SIGEP y la Dirección de Análisis de proyectos del Sector Público. Estos valores se han incrementado un 7% para contemplar inversiones en distribución en empresas provinciales no incluidas en dichas series. Los valores han sido ajustados con el Índice de Precios Mayoristas no Agropecuarios.

(2) POTENCIA INSTALADA: Surge de los Anuarios de la SEE.

(3) POTENCIA MÁXIMA DEMANDADA INFERIDA: Surge de la relación entre la energía generada y las horas de utilización estimadas.

(4) INVERSIÓN POR UNIDAD DE INCREMENTO DE DEMANDA (U\$/kW): Es un promedio móvil de cinco años centrado en el tercero, que relaciona las inversiones con la potencia máxima demandada.

(5) INVERSIÓN POR UNIDAD DE NUEVA POTENCIA INSTALADA: Relaciona con la misma metodología que la columna anterior, la inversión anual y la potencia instalada.

lo favorable de las condiciones de los empréstitos. Claro que la experiencia de obras como Atucha II, Yacretá y Piedra del Aguila, por mencionar algunas, demuestra que en la fase de implementación del proyecto los cálculos financieros distaban de ser los originales. Una vez más, se hace hincapié en que el Estado como contratista en tiempos de inflación extrema y de alta variabilidad de precios relativos salió perdedor, con demoras en los plazos de ejecución y cuantiosas pérdidas financieras.⁴²

Esto de alguna manera estimula a la especulación de qué habría ocurrido si el país no hubiese contado con estos préstamos de instituciones internacionales como el BID o el BIRF. En primer lugar, sería plausible decir que el seguimiento de las inversiones habría sido mucho más cauteloso, probablemente asegurándose una efectiva rentabilidad de lo invertido. En segundo término, los distintos demandantes de energía eléctrica, en especial los grandes usuarios, habrían tenido posiblemente una participación más activa en el desarrollo del sector a través del financiamiento de obras de menor requerimiento de capital, por ende más pequeñas, y con mayor flexibilidad para acomodarse a la demanda a través del tiempo. Finalmente, es factible decir que la política conservacionista habría sido más severa.

Lo arriba especulado no es ni pretende ser equivalente a esbozar un análisis contrafáctico. Semejante ejercicio sería más que estimulante, pero excede los propósitos de este libro. Tampoco se pretende insinuar que el financiamiento externo proveniente de estas fuentes sea negativo *per se*. Simplemente llama la atención el hecho de que la ayuda específica a desarrollos eléctricos aparece a contramano de tan elementales conceptos económicos como el costo social de oportunidad de esos fondos. Desde la perspectiva de quienes toman estos créditos esto se ve una distracción de fondos prestables (a nivel internacional) que podrían haber sido utilizados en otros sectores de la economía del país. Desde el punto de vista de las instituciones prestadoras de fondos, por su lado, el análisis es similar. Esto es, los fondos en teoría compiten de acuerdo a la rentabilidad de los proyectos y si bien no existen análisis de rentabilidad ex-post (ni desde el punto de vista privado ni social) para estos emprendimientos eléctricos argentinos, dado el nivel de sobreinversión observado y las recurrentes necesidades de financiamiento adicional, se de-

⁴² En el caso de Piedra del Aguila se agregaron problemas técnicos respecto al paleocauce que hicieron incrementar los costos previstos en más de seis veces.

duce que seguramente no estén figurando en el listado de "mejores logros en proyectos de inversión".

Estos comentarios llevan a cuestionar si es que se financiaron proyectos que eran inviables desde el punto de vista económico o si es que en realidad sólo se trata de ineficiencias asignativas. Se desconoce, por ejemplo, si el uso de crédito externo estuvo destinado a financiar déficit operativos en vez de canalizarse hacia partidas de inversión. Una vez más, un adecuado análisis de este tipo va más allá del objeto de este libro. Cabe señalar sin embargo que, como se vio a través de casos puntuales en la experiencia de Hidronor, existieron excepciones en cuanto a la ingeniería financiera de otros proyectos estatales. ¿Por qué ocurrió esto? Sería necesario y conveniente explorar en forma más profunda las particularidades microeconómicas de esos proyectos.

c. Resultados financieros

Conocer la performance financiera de las empresas del área ayuda a comprender mejor la evolución del sector y su situación previa a la transformación. Si bien, como se señalara al comienzo de esta sección, los objetivos impuestos a las empresas públicas pueden haber sido múltiples y por cierto distintos a los que rigen para la mayoría de las empresas privadas con fines de lucro, los beneficios netos constituyen un buen indicador sobre la «salud» de la empresa ya que señalan si el valor del conjunto de bienes y servicios insumidos en el proceso de producción es mayor, menor o igual que el valor de lo producido. Siempre puede ocurrir que estos valores estén distorsionados por motivos ajenos a la empresa (ej. tarifas políticas, insumos caros, etc.), fenómeno típico en las empresas públicas, pero aun así el estado de resultados seguirá brindando una buena señal sobre la operación empresarial, indicando en este caso la presencia de alguna deficiencia o distorsión en los precios que son relevantes.

Al analizar los resultados (desde el punto de vista contable tradicional) en las tres empresas nacionales del área, surge que tanto AyE como Hidronor y SEGBA presentaban importantes pérdidas en sus actividades principales. Tomando el período 1980-1987, se observa en el cuadro I-15 que el déficit total de AyE fue creciendo hasta 1984. En este último año, presenta una sustancial disminución, la cual obedeció a dos razones fundamentales: por un lado, se visualiza una disminución del costo de ventas y por otro un apreciable decremento en los gastos de financiación (esta última situación como con-

secuencia de la incorporación en dichos gastos del denominado resultado por exposición a la inflación - REI -). Con posterioridad, los costos de ventas y los gastos de financiación retoman valores similares a los registrados antes de 1984 y por lo tanto el déficit total vuelve a sus niveles anteriores aunque con una tendencia declinante.

En el caso de SEGBA, se produce una situación similar a la de AyE, salvo el mantenimiento de los costos de ventas (ver cuadro I-16). Hidronor, por su parte, es la única de las tres empresas que presenta en uno de sus años un superávit y con la particularidad de poseer, en la mayoría de los años del período analizado, niveles de déficit menores que las otras dos empresas (ver cuadro I-17).

En síntesis, los déficit totales estuvieron muy marcados por el comportamiento de los gastos de financiación, dado que constituían una parte sustancial dentro del total de costos; si había disminuciones en sus valores, en parte obedecían a cuestiones no operativas tales como la incorporación a los resultados del REI.

Los indicadores de endeudamiento muestran cuánto representa el pasivo total respecto de los recursos netos propios de la empresa (pasivo total/patrimonio neto). De acuerdo a los valores que puede alcanzar este indicador⁴³ AyE presentó en el período 1980-1987 niveles elevados de endeudamiento mientras que Hidronor tuvo valores entre bajos y normales. Por su parte, SEGBA, con excepción de los años 1980 y 1981 (en que enfrentó niveles elevados de exposición), en el resto del período se mantuvo en valores normales (ver cuadro I-18).

En relación a los niveles de endeudamiento en moneda extranjera y partiendo del supuesto de que las fluctuaciones cambiarias son variables no controlables por las empresas, se debe interpretar como un indicador favorable cuando su valor tiende a cero y desfavorable cuando tiende a uno. En líneas generales, las tres empresas no tuvieron un elevado grado de exposición con excepción de AyE en el período 1981-1984. Una rápida lectura de este indicador muestra además que en AyE se produjo una drástica reducción en el endeudamiento externo hasta valores negligibles, pero esto es sólo el producto de la toma de pasivos por parte del Tesoro Nacional. Lo mismo ocurrió con los pasivos financieros de Hidronor, que fueron tomados por parte del Tesoro a partir de 1986,

⁴³ Muy bajo (menos del 30%), bajo (entre 30% y 70%), normal (entre 70% y 100%) y elevado (más del 100%). Ver Seijas, P. (1988).

CUADRO I-15
Indicadores financieros
Agua y Energía Eléctrica

Año	Resultado operativo	Resultado no operativo	Resultado operaciones ordinarias	Indicador de endeudamiento	Índice de endeudamiento moneda externa	Indicador de endeudamiento de solvencia
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
1980	-78	190	112	1.51	0.75	1.66
1981	-317	205	-112	1.35	1.01	1.74
1982	-568	291	-277	1.37	1.04	1.73
1983	-588	372	-216	1.36	0.92	1.73
1984	-170	325	155	1.32	0.92	1.76
1985	-605	451	-154	1.22	0.00	1.82
1986	-546	490	-56	1.24	0.00	1.81
1987	-322	266	-56	0.99	0.00	2.01
1988				0.88		2.14
1989				1.68		1.60

Fuente: SIGEP (1989), SE (1992).

Notas: (1), (2) y (3) están expresados en millones de dólares.

(2) comprende Otros Ingresos y Egresos de la empresa.

(3) es la diferencia entre (2) y (1).

(4) Pasivo total sobre Patrimonio Neto.

(5) Pasivo en moneda extranjera sobre Patrimonio Neto.

(6) Activo total sobre Pasivo total.

CUADRO I-16
Indicadores financieros
SEGBA

Año	Resultado operativo	Resultado no operativo	Resultado operaciones ordinarias	Indicador de endeudamiento	Índice de endeudamiento moneda externa	Indicador de endeudamiento de solvencia
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
1980	-235	64	-171	1.49	0.70	1.67
1981	-239	126	-113	1.03	0.68	1.97
1982	-423	268	-155	0.94	0.61	2.07
1983	-335	278	-57	0.76	0.49	2.31
1984	-41	286	245	0.66	0.44	2.52
1985	-465	341	-124	0.76	0.44	2.32
1986	-225	291	65	0.67	0.39	2.50
1987	-251	392	141	0.69	0.37	2.44
1988				0.37		3.73
1989				0.70		2.42
1990				0.62		2.62
1991				0.99		2.01

Fuente: SIGEP (1989), SE (1992).

Notas: (1), (2) y (3) están expresados en millones de dólares.

(2) comprende Otros Ingresos y Egresos de la empresa.

(3) es la diferencia entre (2) y (1).

(4) Pasivo total sobre Patrimonio Neto.

(5) Pasivo en moneda extranjera sobre Patrimonio Neto.

(6) Activo total sobre Pasivo total.

CUADRO I-17
Indicadores financieros
HIDRONOR

Año	Resultado operativo	Resultado no operativo ordinarias	Resultado operaciones	Indicador de endeudamiento moneda externa	Indice de endeudamiento	Indicador de solvencia
1980	38	19	57	0.16	0.12	7.42
1981	-3	70	67	0.26	0.24	4.77
1982	-310	0	-310	0.37	0.32	3.73
1983	-383	3	-380	0.38	0.31	3.63
1984	-157	101	-56	0.41	0.37	3.45
1985	-75	106	31	0.52	0.48	2.91
1986	-98	124	26	0.64	0.57	2.55
1987	-89	165	76	0.60	0.52	2.66
1988				0.51		2.94
1989				1.00		2.00
1990				0.48		3.08
1991				0.54		2.87

Fuente: SIGEP (1989), SE (1992).

Notas: (1), (2) y (3) están expresados en millones de dólares.

(2) comprende Otros Ingresos y Egresos de la empresa.

(3) es la diferencia entre (2) y (1).

(4) Pasivo total sobre Patrimonio Neto.

(5) Pasivo en moneda extranjera sobre Patrimonio Neto.

(6) Activo total sobre Pasivo total.

CUADRO I-18
Indicadores de rentabilidad
(AyE, SEGBA e Hidronor)

Empresa	Rentabilidad	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
AyE	Capital Propio	6%	-5%	-13%	-5%	11%	-5%	-2%	8%	-39%	-14%	s/d	s/d
	Ventas	10%	-22%	-69%	-14%	33%	-14%	-7%	32%	-182%	-38%	s/d	s/d
	Inversiones Totales Bruta	2%	-2%	-5%	-1%	3%	-1%	-1%	3%	-12%	-3%	s/d	s/d
SEGBA	Capital Propio	-15%	-9%	-11%	13%	31%	10%	-1%	4%	15%	10%	s/d	s/d
	Ventas	-13%	-14%	-34%	15%	44%	-20%	12%	22%	-8%	-19%	-2%	-13%
	Inversiones Totales Bruta	-6%	-4%	-6%	3%	8%	-4%	3%	4%	-1%	-11%	-2%	-54%
HIDRONOR	Capital Propio	40%	44%	23%	15%	12%	14%	22%	11%	17%	6%	18%	3%
	Ventas	2%	6%	-29%	-17%	1%	1%	2%	4%	-3%	6%	8%	1%
	Inversiones Totales Bruta	28%	82%	-663%	-454%	23%	19%	23%	71%	-106%	336%	275%	19%
		2%	4%	-21%	-12%	1%	1%	1%	2%	-2%	3%	5%	0%
		48%	36%	1%	24%	31%	49%	38%	50%	36%	-140%	15%	48%

Fuentes: 1980-1982 SIGEP, 1983-1991 SEE.

Notas: Conceptos de Rentabilidad: Capital Propio: resultado de operaciones ordinarias/patrimonio neto.

Ventas: resultado de operaciones ordinarias/ventas.

Inversiones totales: resultado de operaciones ordinarias/activo total.

Bruta: resultado bruto de explotación/ventas.

organismo que tuvo que afrontar el servicio de la deuda total de la empresa, dando prioridad a los intereses y amortizaciones correspondientes a los organismos internacionales.

Los indicadores de solvencia permiten determinar qué proporción del pasivo total de la empresa puede ser afrontado con sus activos totales. En la medida que se tengan valores mayores a uno se estará en presencia de una posición patrimonial más fuerte que si este indicador es inferior a uno. De acuerdo a los valores observados en el período de análisis las empresas del sector eléctrico presentaban indicadores de solvencia aceptables. Por último, a través de los distintos indicadores de rentabilidad en los cuales se sintetiza la mala performance financiera de las tres empresas analizadas durante la última década.

4. El sector y el medio ambiente

a. El efecto ambiental de la generación eléctrica

El impacto de los procesos de producción de energía eléctrica sobre el medio ambiente reconoce distintas variantes según la fuente de generación. Todas las formas de generación producen efectos ambientales, ya sean reales o potenciales.

Las centrales térmicas convencionales emiten contaminantes de la atmósfera, en especial emisiones de óxido de nitrógeno (NO_x) y de azufre (SO_2), causantes de la llamada lluvia ácida.⁴⁴ La sustitución de energía térmica convencional por energía hidroeléctrica y nuclear, así como el incremento del uso de gas natural en la generación térmica convencional fueron factores determinantes para la reducción de emisiones contaminantes en la atmósfera. Esto se observa en Argentina con claridad durante el período 1975-1987. El mejoramiento de la eficiencia térmica media de las centrales eléctricas se suma como un elemento adicional a la hora de explicar esta disminución de la emisión global de partículas. Los cuadros I-19 a I-22 muestran la cantidad de emisiones de SO_2 , CO_2 , NO_x , y de partículas globales por kWh generado de electricidad. Las mejoras en la emisión global de partículas por unidad de energía eléctrica generada se justifican, principalmente, por el aumento del uso de gas natural, cuya participación en el total de combus-

⁴⁴ Lluvia ácida se refiere a los gases emanados de la combustión de hidrocarburos, que generan en la atmósfera ácidos sulfúricos y nítricos. Los fenómenos pluviales provocan que los mismos afecten finalmente a los suelos y la vegetación aunque se encuentren lejos de los centros de emisión.

tibles convencionales pasó de 31% en 1975 hasta cerca del 60% en 1987, en detrimento del carbón y de los derivados pesados (fuel oil) e intermedios (diesel oil).

CUADRO I-19
Emisiones de SO_2 en centrales térmicas argentinas
(tn/GWh)

Año	Fuel Oil	Carbón	Gas Natural	Diesel Oil
1980	10.54	11.60	0.00	6.29
1981	10.37	11.41	0.00	6.30
1982	10.54	11.60	0.00	6.42
1983	10.57	11.63	0.00	6.37
1984	10.51	11.57	0.00	6.30
1985	10.30	11.32	0.00	6.16
1986	10.07	11.07	0.00	6.36
1987	9.97	10.97	0.00	6.40
1988	9.88	10.86	0.00	5.71

Fuente: IDEE (1991).

CUADRO I-20
Emisiones de CO_2 en centrales térmicas argentinas
(10^3 tn/GWh)

Año	Fuel Oil	Carbón	Gas Natural	Diesel Oil
1980	0.84	1.06	0.62	1.05
1981	0.83	1.04	0.60	1.05
1982	0.84	1.06	0.61	1.07
1983	0.84	1.06	0.63	1.06
1984	0.84	1.05	0.62	1.05
1985	0.82	1.03	0.62	1.02
1986	0.80	1.01	0.64	1.06
1987	0.79	1.00	0.62	1.07
1988	0.79	0.99	0.62	0.95

Fuente: IDEE (1991).

CUADRO I-21
Emisiones de NOx en centrales térmicas argentinas
(tn/GWh)

Año	Fuel Oil	Carbón	Gas Natural	Diesel Oil
1980	2.22	4.66	2.78	3.04
1981	2.18	4.59	2.67	3.05
1982	2.22	4.66	2.72	3.11
1983	2.23	4.67	2.79	3.09
1984	2.22	4.65	2.77	3.05
1985	2.17	4.55	2.75	2.98
1986	2.12	4.45	2.85	3.08
1987	2.10	4.41	2.77	3.10
1988	2.08	4.37	2.78	2.76

Fuente: IDEE (1991).

CUADRO I-22
Emisión de partículas en centrales térmicas argentinas
(tn/GWh)

Año	Fuel Oil	Carbón	Gas Natural	Diesel Oil
1980	0.80	33.29	0.01	0.23
1981	0.79	32.75	0.01	0.23
1982	0.80	33.31	0.01	0.23
1983	0.80	33.38	0.01	0.23
1984	0.80	33.21	0.01	0.23
1985	0.78	32.53	0.01	0.22
1986	0.76	31.79	0.02	0.23
1987	0.76	31.50	0.01	0.23
1988	0.75	31.20	0.01	0.20

Fuente: IDEE (1991)

En lo que respecta a las emisiones de SO₂ por kWh de energía generada el nivel se mantuvo prácticamente constante. Las emisiones de CO₂ y NO_x por kWh de energía generada mantuvieron su nivel en lo que respecta al uso de los insumos gas natural y el fuel oil. En el caso del diesel oil y el carbón, el comportamiento de este indicador es bastante errático.

Cabe señalar que las reducciones en la contaminación del aire en este período no son el resultado de una política destinada a preservar el medio ambiente, sino más bien producto del descubrimiento de los yacimientos gasíferos y del mayor uso de aprovechamientos hidroeléctricos.

En 1988, con el inicio de la crisis eléctrica que significó un incremento en la generación térmica convencional, todos los indicadores de desempeño ambiental atmosférico comienzan a deteriorarse, aunque sin retomar los niveles que exhibían a mediados de la década del setenta.

La generación a través de centrales nucleares, a su vez, no posee efectos contaminantes aparentes, pero existe un riesgo en torno a la factibilidad de incidentes que puedan provocar emisiones radioactivas en las zonas donde están radicados los reactores nucleares. Además, el depósito de residuos radioactivos también acarrea algunas probabilidades de contaminación. Adicionalmente al funcionamiento de las centrales nucleares, está el impacto que produce el tratamiento del mineral de uranio para la fabricación de los elementos combustibles. En este caso han habido algunas denuncias en la provincia de Córdoba sobre incremento en la mortandad de la fauna ictícola por deficiencias en el control de este proceso. No obstante, no existe información cuantitativa que permita medir los alcances del problema.

Las centrales hidroeléctricas, por su parte, no son contaminantes de la atmósfera. Su impacto ambiental viene dado por las inundaciones de territorio y por las modificaciones climáticas que se originan durante la entrada en servicio de algunos aprovechamientos de gran porte.

El cuadro siguiente (I-23) muestra la evolución de las superficies de territorios inundados por MW de potencia instalada, como consecuencia de la construcción de represas para aprovechamiento hidroeléctrico. Este indicador muestra una tendencia decreciente. En 1989, el área inundada total en el país era algo inferior a los 3000 km², vale decir el 0.1% de la superficie del país.

CUADRO I-23
Áreas inundadas debido a proyectos hidroeléctricos
por regiones en Argentina
(km²/MW instalado)

Año	Litoral	Comahue	Centro	Cuyo	NOA	Resto	SIN	Total del País
1975	0.00	1.00	0.69	0.27	0.32	0.46	1.00	0.74
1976	0.00	0.80	0.70	0.27	4.99	0.95	0.80	0.85
1977	0.00	0.67	0.69	0.27	3.88	0.95	0.67	0.76
1978	0.00	0.85	0.70	0.27	2.45	0.70	0.85	0.78
1979	2.89	0.85	0.70	0.27	2.45	0.70	1.09	0.93
1980	0.97	0.84	0.70	0.27	2.45	0.60	0.93	0.81
1981	0.53	0.84	0.70	0.27	2.45	0.70	0.71	0.70
1982	0.41	0.84	0.70	0.22	2.45	0.63	0.64	0.63
1983	0.41	0.83	0.70	0.20	2.53	0.59	0.64	0.62
1984	0.41	0.66	0.70	0.20	2.53	0.59	0.57	0.57
1985	0.41	0.54	0.70	0.17	2.53	0.93	0.46	0.51
1986	0.41	0.54	0.25	0.17	2.53	0.93	0.43	0.49
1987	0.41	0.54	0.15	0.17	2.53	0.32	0.47	0.46
1988	0.41	0.54	0.15	0.17	2.53	0.32	0.47	0.46

Fuente: IDBEE (1991).

Desde el punto de vista regional, el Comahue concentra el 52% de la superficie inundada nacional, debido a la extensión de los embalses del complejo Chocón-Cerros Colorados. El Litoral y NOA concentran el 18% y el 16% respectivamente, mientras que el resto de las regiones tenían una participación del orden del 5% cada una. Sólo cuatro embalses aportan el 78% de la superficie inundada del país por este motivo.⁴⁵ En lo que se refiere a los indicadores de superficie inundada por unidad de capacidad instalada, los valores más altos se presentan en el NOA, 2.5 km² por MW instalado, cinco veces superior al promedio nacional. Esto se debe a la influencia del embalse de Río Hondo, diseñado fundamentalmente para riego.

Por supuesto que en el caso de las centrales hidroeléctricas estos indicadores físicos no permiten ponderar el valor económico de las tierras inundadas. Sin embargo puede observarse que, a excepción de Salto Grande, los aprovechamientos más grandes corresponden a áreas desérticas de muy baja densidad de población, como es el caso de la región Comahue. Ahora bien, en las áreas desérticas de montaña, las únicas tierras fértiles con valor económico son los valles de los ríos, los cuales son los primeros en inundarse al contruirse las obras hidroeléctricas. Esto explica por qué, desde el punto de vista local, el impacto ambiental y social sea percibido como importante, mientras que a nivel nacional no aparece como significativo.

b. Instituciones con el rol de contralor

Salvo algunas acciones específicas desarrolladas por empresas eléctricas a partir de la década del setenta, en Argentina no se consideraba la componente ambiental en el sector. Desde mediados de la década siguiente, y a partir de programas de evaluación de los efectos ambientales del abastecimiento eléctrico, se comenzaron a desarrollar normas para los estudios y para la gestión tendientes a optimizar el control ambiental en las actividades de producción de electricidad.

La resolución SE 475 de 1987 obligaba a las empresas estatales a realizar las evaluaciones de impacto ambiental desde la etapa de prefactibilidad, así como a establecer programas de vigilancia y monitoreo durante toda la vida útil de las centrales. Se creó una comisión encargada de elaborar propuestas normativas que permitan la integración

⁴⁵ Estos son Ramos Mexía (Chocón), Mari Menuco-Los Barreales (Cerros Colorados), Salto Grande y Río Hondo.

de la gestión ambiental en los proyectos energéticos, la cual produce en ese mismo año la sanción del "Manual de Gestión Ambiental para Obras Hidráulicas con Aprovechamiento Energético".⁴⁶ Tres años más tarde, se establecen los procedimientos para la gestión ambiental de las centrales térmicas convencionales mediante la sanción del "Manual de Gestión Ambiental de Centrales Térmicas Convencionales de Generación Eléctrica".⁴⁷ A través de este último manual se buscaba principalmente:

1. Suministrar valores orientativos en los niveles de monóxido de carbono, realizar el mantenimiento de los mecanismos separadores de polvo, incrementar la eficiencia de los quemadores a los fines de reducir los óxidos de nitrógeno.
2. Evaluar las emisiones y descargas y su impacto en el medio ambiente.
3. Requerir información acerca del cronograma de obra de tratamiento de las emisiones y descargas.

El incumplimiento de estos requerimientos conducía a que, en primera instancia, el módulo se considerara parcialmente indisponible, a los efectos del pago de la potencia puesta a disposición, reduciéndose en un 20%. En la práctica, sin embargo, el cumplimiento de las disposiciones ambientales resultó de escaso acatamiento por parte de las empresas del Estado.

El Área de Evaluación Ambiental de la Dirección de Planificación de la Secretaría de Energía tenía a cargo el tema de medio ambiente en el sector. Adicionalmente, existe una organización no gubernamental denominada AAPURE (Asociación Argentina para el Uso Racional de la Energía) que dicta conceptos teóricos, pautas económicas y ejemplos prácticos para el estudio y evaluación de las técnicas de cogeneración y ciclo combinado.

La relación regulador-empresa se vio empañada al ser ambas partes organismos estatales. Frente a similares incentivos para disminuir la contaminación, las empresas de propiedad estatal no tuvieron las mismas presiones para reducir costos que hubieran tenido empresas privadas competitivas porque las estatales están frecuentemente protegidas

de la competencia de las importaciones y porque poseen acceso preferencial a fondos públicos. Además, en el caso argentino se ha visto que si en la práctica las empresas estatales de electricidad no cumplían sus obligaciones comerciales con AyE y otras empresas públicas, difícil era de esperar que cumplieren con obligaciones pecuniarias de origen ambientalista.

Los proyectos destinados al control del efecto ambiental causados por la generación hidroeléctrica apuntaban a reglamentar un sistema de seguridad para las poblaciones aguas abajo de las centrales, se prefería a las provincias para supervisar las políticas adoptadas, siguiendo el esquema que dictó en Estados Unidos el Comité Nacional de Grandes Presas. No existía hasta 1990 ninguna ley sobre el tema, sólo existían dos proyectos de ley que no habían podido sortear la instancia de las comisiones internas del Congreso.⁴⁸

En cuanto a la operación de centrales nucleares en Argentina, la CNEA conservaba tanto los roles de operación y construcción de centrales como el de poder de policía en el manejo de los elementos radiactivos del país.⁴⁹ A nivel global, Argentina ha tomado las recomendaciones de la Agencia Internacional de Energía Atómica en cuanto a los estándares de seguridad. La responsabilidad por su aplicación, es sin embargo dominio exclusivo del país y de la CNEA en particular. No se conoce ningún incidente nuclear serio en los primeros diecisiete años desde el inicio de operaciones de la central Atucha I. No obstante, según señala IDEE (1991), el problema de los residuos radioactivos no estaría resuelto, ya que los mismos se depositan en piletas en las centrales, sin que exista aún definición sobre el depositario definitivo.⁵⁰

⁴⁶ Resolución SE 718/87.

⁴⁷ Resolución SEE 149/90.

⁴⁸ Proyectos Duzdevich y Falletti.

⁴⁹ Esta doble función de productor-regulador no es considerada saludable, al menos en la teoría.

⁵⁰ Desde el comienzo de la operación de las centrales nucleares hasta 1991, se han acumulado 1470.8 tn de uranio irradiado. IDEE (1991a).

C. Organización institucional anterior a la transformación

1. Ordenamiento del sector

¿Cómo estaba institucionalmente organizado el sector antes de la metamorfosis experimentada durante 1991-93?

La participación creciente del Estado como regulador y empresario del sector se manifiesta a través de la ley 12.648 de 1943 y el decreto 22.389 de 1945. A través de esta legislación se crea la Dirección Nacional de la Energía con las funciones de estudio, exploración, producción, explotación, transporte, distribución y comercialización de combustibles sólidos, fluidos y la energía eléctrica, como así también el contralor, regularización y uso racional de los mismos.

Pero las bases para el ordenamiento inmediatamente anterior al actual provienen de la ley 15.336, promulgada en 1960. Por la misma se estableció la jurisdicción nacional para la generación y la transmisión de electricidad en los casos en que así se lo especifica en la misma ley.⁵¹ La jurisdicción provincial es respetada en cuanto a la regulación de las actividades de distribución y subtransmisión.⁵² En las actividades de generación y transporte los ámbitos de la Nación y las provincias no están claramente diferenciados por esta legislación, aunque a la Nación se le reserva el derecho de otorgar concesiones para el aprovechamiento de los recursos hídricos. También se abre la posibilidad jurídica al capital privado de integrar el sector, cuando el PEN así lo autorizara. El abastecimiento de energía eléctrica en Argentina estaba regulado en el orden nacional por la Secretaría de Energía Eléctrica (SEE)⁵³, quien tenía la responsabilidad final de planificar el suministro global del país, impartir normas técnicas, proponer tarifas para la aprobación del PEN, promover la interconexión de los sistemas eléctricos, llevar bancos de datos estadísticos, y otorgar y administrar concesiones para la prestación del servicio en jurisdicción nacional. La SEE trabajaba en relación estrecha con las tres empresas estatales más

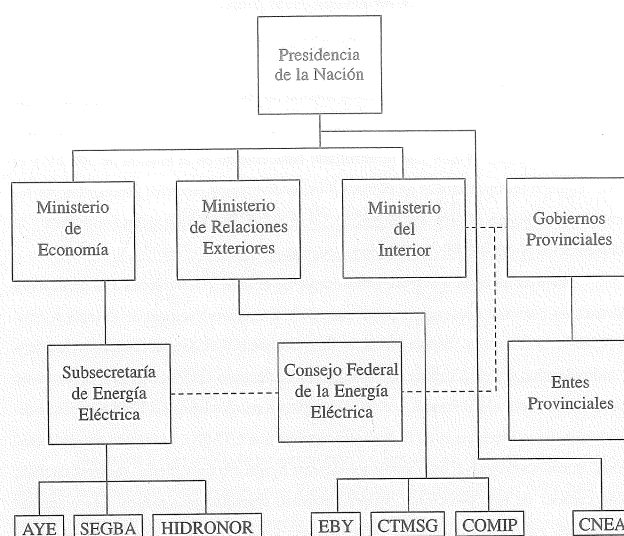
⁵¹ Las instalaciones de la red interconectada nacional, las centrales nucleares y los intercambios de electricidad interjurisdiccionales (incluidas las transacciones con el exterior) quedaban bajo la órbita nacional.

⁵² Excepto Capital Federal y alrededores, que ya habían sido sujetos a jurisdicción nacional con anterioridad a esta ley.

⁵³ La SEE fue cambiando de jerarquía en forma alternativa, pasando de Subsecretaría a Secretaría y viceversa. El antecedente histórico de esta dependencia administrativa fue la Secretaría de Energía y Combustibles, creada en 1958.

grandes del sector, que también se encontraban bajo la órbita de jurisdicción nacional. Estas son SEGBA, AyE e Hidronor SA. El cuadro I-24 muestra el organigrama bajo el cual estaba estructurado el marco institucional vigente en el pasado reciente.

CUADRO I-24
Organización institucional del sector eléctrico argentino
antes de la transformación



Fuente: SE.

SEGBA era la concesionaria del servicio eléctrico de generación, transmisión y distribución en el distrito federal de la ciudad de Buenos Aires y en 31 partidos del Gran Buenos Aires.⁵⁴

⁵⁴ A excepción del período 1958-62, cuando AyE se encargaba de la distribución en 14 partidos del noroeste de la ciudad.

Hidronor era la encargada del desarrollo y la operación de los recursos hidroeléctricos existentes en la región norte de Patagonia, incluyendo el transporte de energía eléctrica hacia el sistema interconectado nacional (SIN).

AyE, por su parte, tenía a su cargo actividades de generación y transporte en la mayor parte del territorio nacional, como así también de las tareas de distribución en cuatro provincias.⁵⁵ Resulta curioso que las tareas de coordinación de despacho de cargas del manejo del SIN y la propiedad de la red principal de transporte de alta tensión estuvieron en manos de AyE, quien a su vez era uno de los participantes del sistema. Las tareas de manejo del despacho de cargas se realizaban a través del llamado Despacho Nacional de Cargas (DNC), con sede física en la ciudad de Pérez, provincia de Santa Fe. Los sistemas de generación y transmisión en alta tensión de las distintas regiones del país se encuentran casi totalmente integrados formando lo que se denomina el SIN (sistema interconectado nacional). El SIN está desarrollado básicamente en la tensión de 500 kV y el DNC regulaba las operaciones de compra y venta de energía eléctrica producidas por las empresas vinculadas al SIN. En el gráfico I-2 se puede ver la ubicación geográfica y la configuración física del SIN en territorio argentino.

Además de estas tres principales empresas estatales, contribuían a la generación eléctrica las centrales nucleares dependientes de la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA), la Comisión Técnica Mixta de Salto Grande (CTMSG) para el aprovechamiento hidroeléctrico del río Uruguay, el complejo hidroeléctrico Yacyretá (EBY), proyecto en construcción sobre el río Paraná, y diversas empresas provinciales. La CNEA depende directamente de la Presidencia de la Nación, mientras que CTMSG, al ser una entidad binacional argentino-uruguay, está institucionalmente ligada a la Cancillería. Yacyretá también tiene carácter de ente binacional (emprendimiento argentino-paraguayo). Las empresas provinciales están reguladas por los propios gobiernos de sus respectivas jurisdicciones.

Por último, para completar el cuadro institucional del sector, existían la SIGEP para auditar y monitorear la performance de las empresas públicas, y el Consejo Federal de la Energía Eléctrica (CFEE), organismo de carácter federal en el que están representadas las provincias junto a la SEE. El CFEE es un consejo asesor del PEN y tiene roles coordinadores y administrativos en el manejo de fondos específicos creados para el desarrollo del sector.

⁵⁵ Estas eran La Rioja, Tucumán, Santiago del Estero y Formosa.

2. Relaciones interempresarias y funcionamiento del SIN

Las tareas de coordinación de despacho tienen como antecedentes a los intercambios de energía eléctrica entre SEGBA y CIAE en la Capital Federal, realizados sobre la base de los costos marginales de sus respectivos productos. A través del tiempo, el SIN fue conformándose con la idea de que todas las regiones del país estuvieran integradas desde el punto de vista de la energía eléctrica. Los primeros vínculos se establecieron entre los sistemas eléctricos del Litoral con el de Gran Buenos Aires (año 1973). En la actualidad, sólo el extremo sur de la Patagonia y la provincia de Misiones están aislados del SIN. El cuadro I-25 muestra las fechas en las que se fueron incorporando las distintas regiones, posteriormente a la interconexión entre Buenos Aires, el Litoral y el sistema Comahue.

CUADRO I-25
Incorporación de regiones al SIN

Región:	Año de incorporación
Buenos Aires Sur	1977
Centro	1980
Cuyo	1985
Noreste	1985
Noroeste	1987

Fuente: IDEE (1991).

Mucho de lo desarrollado en generación y transporte en la última década responde a los lineamientos establecidos en el Plan Nacional de Equipamiento 1979-2000, elaborado por la SEE en 1979.⁵⁶ Los beneficios de poseer una red nacional de transporte se traducen en la reducción de costos de inversión de las empresas del área, en particular aquellas que tienen a la generación entre sus actividades. En un sistema no integrado, cada empresa en forma individual tendría que construir sus centrales con la capacidad suficiente para enfrentar sus picos de demanda con la suficiente reserva. Al existir una red donde estas empresas pueden salir a comprar o vender al sistema de acuerdo a sus respectivas necesidades, los costos de inversión bajan y se disminuyen las horas de exceso

⁵⁶ Ver SEE (1979).

de capacidad.⁵⁷ Adicionalmente, la interconexión brinda la posibilidad de aprovechar las economías de escala que surgen de la construcción de grandes emprendimientos de unidades de generación. Pero ciertamente el mayor beneficio de la red de transporte viene dado por la capacidad de llevar energía eléctrica más barata desde regiones donde hay mayor abundancia de recursos naturales hacia los grandes centros de consumo.⁵⁸

Como se dijera anteriormente, quien realizaba las tareas de coordinación y ejecución del despacho era el DNC⁵⁹, actuando como una especie de ente regulador en la industria, funciones que le fueran atribuidas por la ley 15.336 del año 1960. Este organismo, a su vez, dependía de la empresa nacional AyE. En el desarrollo del sistema se veía una tendencia por la cual las grandes inversiones en generación eran llevadas a cabo por emprendimientos federales, lo correspondiente a transmisión quedaba en manos de AyE y la distribución se transfería a jurisdicciones provinciales, con la excepción de SEGBA en el Gran Buenos Aires y Capital Federal.

El ordenamiento del sistema se basaba en la idea de la minimización del costo total del despacho de electricidad. De acuerdo a esta máxima, existía un orden de mérito de entrada de las centrales basado en la información suministrada por generadores y en las condiciones efectivas de la demanda. Es conveniente señalar que para la aplicación de este método se tenía en cuenta la naturaleza de la fuente de generación eléctrica. En las centrales nucleares, por ejemplo, la flexibilidad de maniobra está limitada por una cuestión de costos, por lo que se las utiliza en forma prácticamente uniforme, con las pocas excepciones de salidas programadas para mantenimiento o de fallas no anticipadas. Las centrales hidroeléctricas, por su parte, deben ser separadas según el tipo de aprovechamiento para justificar su prioridad en el uso. Aquellas centrales que actúan en función de sus módulos y de los caudales del río -centrales de pasada- deben funcionar en forma permanente, mientras que las presas que tienen capacidad de regular sus caudales de agua convendría reservarlas (en un sistema centralizado) para enfrentar situaciones de picos de

demanda con la idea de evitar la entrada en funcionamiento de centrales térmicas más costosas.⁶⁰

El DNC, a través de un programa computarizado, determinaba las magnitudes de generación de energía eléctrica, la potencia disponible, la puesta a disposición del sistema, la previsión de la demanda final y los intercambios esperados entre las empresas, se procedía a calcular las tarifas por energía y las compensaciones por potencia disponible que surgían del modelo. Las tarifas podían ser ajustadas cuando ocurrían cambios en el costo del insumo fuel-oil. Tanto la energía como la potencia se remuneraban en el lugar de la generación, por lo que los costos de transporte (principalmente pérdidas) eran soportados por los compradores.

Las compensaciones interempresarias, sin embargo, poseían algunos elementos distorsionantes o incentivos erróneos. Givogri (1981) señalaba, por ejemplo, que la energía y la potencia que algunas empresas producían para atender su propia demanda no intervenían en los cálculos de facturación del sistema. También mencionaba que se producían traslados intertemporales desde cargos que originalmente se consideraban como energía a cargos de potencia. A esto hay que añadirle el hecho de que no se reconocía al transporte de energía eléctrica como una actividad separada, ya que no se le imputaba costos en forma explícita. Bastos y Sperman (1987), por otra parte, demostraban que los cargos de potencia durante el período 1973-87 eran menores a los costos de inversión planeados, poniéndose en evidencia la falta de coordinación entre quienes se encargaban de la planificación y quienes regulaban la operación del sector, pese a ser la SE el órgano rector de ambos. Esta distorsión además, acarreó dificultades financieras a las empresas que debían realizar inversiones y transmitió señales erróneas a la demanda a través de quienes eran los encargados de la distribución.

Si en teoría el sistema presentaba algunos elementos de política tarifaria que no propiciaban una adecuada asignación de recursos, la práctica causaba situaciones aún más distorsionantes para algunas de las empresas pertenecientes al SIN. Al igual que en otros sectores de la economía argentina donde se realizaban transacciones entre empresas estatales, era común observar deudas por transacciones de energía y potencia que

⁶⁰ Esto es así en los casos en que el agua, como fuente de generación eléctrica, no está en competencia con otros usos alternativos, como por ejemplo, la irrigación.

⁵⁷ Por cierto, esto se cumple en la medida que hay diferencias interregionales en los horarios de alto consumo. Asimismo, la reserva necesaria en términos porcentuales es menor.

⁵⁸ Nótese que en el caso argentino para una asignación eficiente de recursos energéticos en forma global, no debe aislarse el sistema eléctrico de la red de gas natural, ya que pueden ocurrir casos en donde el transporte de electricidad compita en términos económicos con el transporte de gas.

⁵⁹ Antes llamado Despacho Unificado de Cargas (DUC).

nunca eran canceladas o que se usaban como elementos de negociación en otras cuestiones económicas y/o políticas ajenas al sector eléctrico. Así, por ejemplo, no resultaba extraño observar que los gobiernos provinciales condicionasen pagos que sus respectivas empresas provinciales debían realizar al SIN a cambio de obtener ventajas adicionales en el sistema de coparticipación federal de impuestos o en algún otro tema que demandara negociación con el gobierno federal. AyE como empresa era entonces la gran perjudicada ya que, al no poseer poder coercitivo sobre los gobiernos provinciales -sea como acreedor de deudas o como ejecutor de potenciales cortes de suministro- sus acciones y su desempeño financiero estaban en la práctica sometidos a cuestiones extra-empresarias.

II. Las ideas y motivaciones de la transformación

A. Antecedentes de intentos de transformación

1. El período 1958-1989

Quizás el primer intento de introducir incentivos para la eficiencia en el sector provino paradójicamente desde quienes tuvieron la responsabilidad de la creación misma de SEGBA en el año 1958. Una lectura ligera de los acontecimientos de esa época llevaría a pensar que alguna motivación política o ideológica llevó a estos protagonistas a "estatizar" los servicios eléctricos de la Capital Federal y el Gran Buenos Aires. Lo cierto es que quienes debieron decidir sobre la conveniencia de la injerencia estatal a través de la creación de una nueva empresa concesionaria y con la participación de los entonces operadores privados de CADE, pensaron que esa era la mejor solución para una situación de coyuntura en que se evidenciaba la falta de capitales de inversión y donde el suministro de electricidad se veía hartamente comprometido.⁶¹ Dicha solución, enmarcada en lo que entonces se denominó "Plan Pinedo", se ideó como una salida temporaria, donde para aprovechar un financiamiento externo del Banco Mundial se creaba una nueva empresa que operara con el status legal de una sociedad anónima con participación estatal mayoritaria. Esto se gestó como una salida temporaria ya que el Estado iría vendiendo paulatinamente su participación accionaria en el mercado de capitales, en la medida que existiera capacidad de absorción por parte del mismo.

La razón subyacente de esta propuesta se basaba en la firme convicción de que un operador privado estaba en condiciones de manejar una empresa en forma más satisfactoria que el Estado. Puesto en las palabras del Dr. Federico Pinedo, gestor de la creación de SEGBA, cuando en 1963 respondiendo a una acusación de la Fiscalía Nacional de Investigaciones Administrativas decía que⁶²: *"Para despejar toda prevención sobre*

⁶¹ El gobierno tuvo la intención de convocar a las operadoras privadas para que continuaran en el sector, pero éstas se negaron aduciendo falta de capacidad de conseguir fondos para las obras de inversión requeridas. La colocación de acciones en el mercado de capitales se barajó como una idea alternativa, pero se la descartó por considerársela no viable debido al escaso desarrollo de dicho mercado.

⁶² SEGBA (1963).

ocultamiento o disimulo de intenciones, el autor de este trabajo ha expresado en todo momento, y ratifica ahora, que si hubiera creído que existían capitalistas dispuestos a tomar a su cargo la prestación del servicio público de electricidad de Buenos Aires y sus alrededores, invirtiendo las enormes sumas que para ello hubiera sido necesario reunir, no hubiera dudado un segundo en aconsejar que se adoptara esa solución, pues está convencido de que ella hubiera sido la más conveniente para la colectividad. Para el autor, tal opinión no es fruto de una preferencia dogmática, sino resultado de la observación de lo que en realidad sucede. Le parece probado por repetidas experiencias como hecho generalizado -aunque no siempre ocurra- que los funcionarios del Estado administran las empresas públicas menos bien que los representantes del dueño administran las empresas privadas. Está convencido, por otra parte, que es perfectamente posible cuidar adecuadamente el interés de la colectividad en el régimen de la concesión de servicios públicos. La difundida concepción de que el poder público está desarmado frente a las grandes empresas es, a juicio del que esto escribe, totalmente infundada. Entiende que dan una lamentable prueba de carencia de valor cívico aquellos que, creyendo en la conveniencia de lograr el concurso del capital privado para los grandes servicios públicos, no lo exteriorizan o no lo aconsejan o no lo buscan -si de ellos depende- por el temor de que alguien diga que con ello se enajena la soberanía de su patria."

La pretendida gradual participación privada a través del mercado de capitales nunca se materializó. Hay que recordar que la administración del presidente Illia no estaba de acuerdo con la transferencia de la explotación de recursos naturales al sector privado⁶³, por lo que no se mantuvo la intención original de participar a los privados en la propiedad y control de SEGBA.

También a principios de la década del sesenta (1961) existió un trabajo preparado por las autoridades de AyE, entonces dirigida por el ingeniero Vicente Branca (protagonista activo en la preparación de la ley 15.336). En ese trabajo formulaba un plan energético alternativo al que finalmente se aplicó. En aquel nunca implementado plan se daba por sentado que las disposiciones legales vigentes permitían transferir la mayor parte de las actividades y bienes de AyE a todo un sistema de empresas estatales, privadas y

⁶³ En este gobierno se anularon contratos de explotación petrolera por parte del sector privado, firmados durante la administración del presidente Frondizi.

mixtas. Se preveía la constitución de un *holding* financiero, poseedor de acciones de distintas empresas o personas jurídicas. Los servicios de distribución y comercialización de energía eléctrica vinculados a los sistemas nacionales serían prestados por sociedades anónimas o de economía mixta formadas por AyE (cambio del status legal). Todo esto se proponía ya que se temía que AyE se convirtiera en una empresa monstruo, de carácter altamente centralizado, y de difícil control.

En el año 1971, la Secretaría de Energía convocó a un simposio para analizar un ordenamiento del sector que remediara algunos de los problemas percibidos como males existentes, como por ejemplo las injerencias de tipo institucional y política a las que estaban sujetas las empresas estatales y los conflictos existentes en las empresas nacionales entre sí y de éstas con las provinciales. Si bien se realizaron algunos estudios, no se tomó ninguna decisión que afectara el *status quo* vigente.

Otro intento de transformación se produjo a finales de los años setenta y principios de los ochenta cuando se promovió la descentralización de actividades de AyE mediante la transferencia de activos a los gobiernos provinciales. El diseño de la provincialización de AyE respondía en cierta medida a la idea de separar las funciones de producción de las de distribución, manteniendo el Estado el control de la red principal de transporte a través de AyE. También se señaló anteriormente que uno de los potenciales objetivos de la provincialización de AyE que respondía teóricamente a cuestiones políticas, era la disminución del poder sindical. Lo cierto es que con posterioridad a la transferencia de los servicios de distribución a las provincias se observa que:

a. Existió una falta de interés empresario de parte de AyE en aquellas provincias que rechazaron la transferencia y que permanecieron bajo su dominio, si se lo evalúa a través de los valores alcanzados por las pérdidas de distribución, que ascendieron a números cercanos al 30%. AyE (según lo indica IDEE (1991a)) probablemente decidió dejar de invertir en estas provincias debido a la contingencia de una transferencia gratuita de bienes en el futuro.⁶⁴

b. El incremento de las autonomías provinciales llevó a un cuadro de tarificación con distorsiones entre regiones que no respondían a justificaciones de índole económica. En la mayor parte de los casos las diferencias se debían a impuestos superpuestos o excesivos.

⁶⁴ De hecho, algunas transferencias se han materializado en la transformación actual del sector (ver capítulo III).

c. La mora y la falta de pago de las empresas provinciales hacia AyE se constituyó en un elemento financieramente desestabilizante para la empresa y políticamente inconveniente desde el punto de vista global de la relación Nación-Provincias.

La privatización de las empresas nacionales estuvo en la mira de algunos funcionarios del gobierno militar de 1976-1981, pero esto no pasó del mundo de las ideas.

Las dificultades en las relaciones interempresarias surgidas del sistema de compensaciones en las operaciones de intercambio de energía y potencia en el SIN, junto con la percepción de un inapropiado mecanismo de canalización de las fuentes internas de fondos hacia las empresas que debían realizar el esfuerzo de inversión, llevó a la presentación de propuestas de reorganización institucional que tendieran a la superación de estos problemas. Así, por ejemplo, Givogri (1981) proponía la organización de un régimen mayorista que fuera manejado por un organismo con funciones principalmente financieras y que canalizara los recursos que se dispusieran para satisfacer las necesidades de expansión en generación y transporte. Concretamente se sugería la creación de un *holding* accionario formado por las empresas que generaban fondos (EFG) -productoras y distribuidoras-, de otro *holding* que aglutinaría a las empresas inversoras (EIF) y, finalmente, de un ente regulador (ER) que tuviera a su cargo las tareas de manejo del despacho y la de canalización de las inversiones, cuya propiedad accionaria estaría compartida por la Secretaría de Energía y las EGF. Esta propuesta (que no prosperó) tendía a centralizar la gestión en un sistema ya centralizado en su planificación.

Un truncado intento de privatización de características peculiares ocurrió en la provincia de Misiones en el año 1982. Allí, se llamó a licitación pública para la concesión de la construcción de la central hidroeléctrica Uruguay (120 MW). El esquema previsto tenía en consideración las diversas posibilidades de generación, dada la disponibilidad de agua y contemplaba remuneraciones a la potencia puesta a disposición por el concesionario y multas en caso de indisponibilidad de la misma. El proyecto fue dejado de lado hacia mediados de los '80, terminándose por adjudicar la obra en las formas convencionales de contratación estatal.

Con la vuelta de la democracia en 1983, no se desarrollaron alteraciones institucionales en el sector. Prevalecía la convicción de que debía existir un rol protagonista del Estado como prestador de los servicios públicos de electricidad. El discurso gubernamen-

tal⁶⁵ se refería sobre una transformación del sector, aunque en realidad se entendía por la misma a la creación de un Ministerio de Energía o una Secretaría "reforzada", la organización de una empresa nacional edificada sobre las bases de la red de interconexión, y la continuidad de las empresas provinciales, complementadas por las cooperativas. En la práctica, no hubo cambio alguno en la organización económico-institucional.

2. Las ideas al comienzo de la administración Menem

Al inicio de la gestión de la administración Menem, el estado del sector eléctrico constituyó una de las preocupaciones centrales en la agenda de gobierno. La crisis de 1988-89 había puesto al desnudo alguna de las dificultades del sector. Tal como lo señalara el entonces Secretario de Energía⁶⁶, uno de los aspectos esenciales dentro de esa problemática, era el referido al reordenamiento institucional. La desigualdad en las estructuras tarifarias para usuarios de distintas jurisdicciones era una preocupación primordial del gobierno nacional, lo cual requería compromiso y acción a nivel federal.

El origen de las distorsiones a nivel tarifario entre distintas provincias del país provenía de la primacía de criterios políticos (a través de impuestos y subsidios explícitos o implícitos) en la fijación de precios por parte de las empresas provinciales. La consigna del gobierno nacional para el reordenamiento del sector se basaba, por lo tanto, en la federalización de las decisiones energéticas, como medio por el cual se reorganizaría la situación institucional y se subsanarían las distorsiones tarifarias vigentes.

La voluntad de la federalización se materializó a través de la firma del Pacto Federal Eléctrico, suscrito en la ciudad de Buenos Aires el 29 de noviembre de 1989 entre el gobierno nacional y veinte provincias argentinas.⁶⁷ Con la firma del Pacto se delimitan las atribuciones e incumbencias del gobierno nacional y de las autoridades locales en materia de la prestación de servicios eléctricos. La competencia del Estado Nacional, se limitaría al manejo del SIN, el Despacho Nacional de Cargas, los centros de genera-

⁶⁵ Concretamente, nos referimos a la exposición realizada por el entonces Subsecretario de Energía Eléctrica, Ricardo Cruzzi, en la cuarta convención y exposición sobre distribución eléctrica (4ta CEDE) organizada por la Asociación Electrotécnica Argentina en octubre de 1984.

⁶⁶ Dr. Julio César Aráoz.

⁶⁷ No firmaron el Pacto las provincias de Jujuy, Tierra del Fuego y Catamarca.

ción de módulo nacional⁶⁸, los entes binacionales, las operaciones de intercambio de energía eléctrica con otros países, y los proyectos hidráulicos (mediante previo acuerdo con las provincias).

Con anterioridad al Pacto Federal, dentro del proceso de Reforma del Estado encarado a partir de la sanción de la ley 23.696⁶⁹, se preveía el ordenamiento institucional empresario a través de una Empresa Federal de Energía Eléctrica (EFEE) –compuesta por AyE, Hidronor y generación de electricidad de otras empresas nacionales–, y la concesión de los servicios de distribución (con prioridad al sector cooperativo) de la empresa SEGBA. Por medio del Pacto, se ratifica la voluntad de crear la EFEE. Con respecto a la estructura tarifaria, la EFEE sería la responsable de la fijación de la tarifa mayorista y de la instrumentación de mecanismos compensatorios entre ingresos y egresos de todos los integrantes del SIN. El principio tarifario a seguir sería el de “igual precio por igual uso y modalidad de consumo” a todos los usuarios finales en cualquier lugar del territorio nacional. Damonte (1992) reporta que este principio fue puesto en vigencia a partir de enero de 1990 con la siguiente metodología: *“Toda energía generada es vendida –contablemente– al sistema a su costo de generación y luego es comprada por los distribuidores al costo promedio, multiplicado por un factor de corrección, que pretende compensar las diferencias que pudieran existir en los costos de distribución entre las diferentes empresas prestadoras.”* Esta práctica no rindió los frutos esperados ya que se aumentó la dispersión tarifaria para todas las categorías de usuarios con la sola excepción de los residenciales. Además, con este principio se distorsionan las señales económicas que deben brindar los precios (reflejando costos marginales) en el mercado mayorista, no penalizando a quienes son ineficientes y desincentivando a quienes quieren invertir. La razón de ser del llamado “reordenamiento del sector eléctrico” propuesto a principios de 1990 se basaba en la aptitud para enfrentar las “enfermedades empresarias” subyacentes en la ineficacia e ineficiencia del sistema existente. Estas enfermedades (algunas de las cuales se las podría calificar de endémicas) se referían, entre otras, al gigantismo, burocracia, ingobernabilidad, desprofesionalización en la dirección, politización, inadecua-

⁶⁸ Este concepto se refiere a la “generación de módulo nacional definida sobre la base de criterios funcionales”, lo cual podía dar lugar a distintas interpretaciones.

⁶⁹ Agosto de 1989.

ción legal y de capacidad de gestión, etc., según se consigna en algunos documentos del área.⁷⁰

Las máximas para el reordenamiento en esta etapa estaban dadas por los siguientes presupuestos políticos:

- a. Convertir el interés de los usuarios en fundamento y destinatario del ordenamiento propuesto.
- b. Retener desde el Estado la conducción del sector.
- c. Generar políticas de carácter federal, según los lineamientos del Pacto Federal Eléctrico.
- d. Promover la participación de los trabajadores en la conducción y resultados de la actividad del sistema empresario propuesto.
- e. Plasmar la participación de las provincias a través de la propiedad de las empresas componentes del sistema.

La estructura básica de este proyecto contemplaba la división de actividades expresadas en el cuadro II-1.

CUADRO II-1
Reordenamiento institucional del sector eléctrico propuesto en 1990

Actividad	Participación			
	Nación	Provincias	Privados	
Generación Térmica	Nación		Privados	
Generación Nuclear	Nación		Privados	
Generación Hidro	Nación	Provincias		Entes Binacionales
Transporte	Nación			
Distribución		Provincias	Privados	
Regulación	Nación			

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la SE.

⁷⁰ Subsecretaría de Energía (1990) “Reordenamiento Empresario del Sector Eléctrico”.

En este esquema, cabe señalar que la EFEE constituiría una especie de holding empresario (con status legal de Sociedad del Estado) y tendría a su cargo las tareas de planeamiento estratégico, el control de gestión, la planificación de las inversiones, la coordinación de las actividades de desarrollo profesional y tecnológico, las relaciones institucionales con sus pares internacionales y la coordinación de la operación interconectada y la comercialización mayorista.

Como se podrá observar, persistía todavía la idea de centralizar las funciones en una entidad de similares características institucionales a la de las grandes empresas públicas. El campo empresario quedaba bajo la órbita de lo que se denominó Grupo EFEE, cuyas empresas subordinadas serían organizadas como sociedades anónimas, con la excepción de los entes binacionales, los cuales seguirían bajo el dominio de la Cancillería. En un plazo de doce meses, la EFEE absorbería los paquetes accionarios de AyE, SEGBA e Hidronor y las actividades nucleoelectricas de la CNEA. Se separarían las actividades de generación, transporte y distribución. Del *pool* de centrales eléctricas se crearían cuatro empresas regionales de generación. El transporte y las operaciones de despacho quedarían a cargo de una llamada Empresa de la Red, mientras que en distribución se constituirían cinco empresas regionales con participación accionaria de las provincias.

El campo institucional se completaba con quienes tomarían las decisiones político-administrativas del sector. Para ello se preveía la creación de un Gabinete Federal Energético, cuyo brazo ejecutor sería el CFEE como entidad reguladora del sistema. Los vínculos entre el campo institucional y el empresario se establecerían a través de los Convenios Anuales y Plurianuales de Gestión, los cuales son acuerdos entre la EFEE y la SEE (con intervención del CFEE).

Con respecto a la separación de actividades de generación nucleoelectrica, la CNEA resistía cualquier tipo de separación de actividades, argumentando que la actividad nuclear presenta un conjunto complejo de facetas relacionadas entre sí y difícilmente separables. Se hacía hincapié en que lo significativo del desarrollo nuclear argentino reside en la capacidad alcanzada para respaldar, científica y tecnológicamente la seguridad en la operación y la disponibilidad del suministro. Prueba de esta capacidad la constituye el haber logrado el control del ciclo de combustible y en optimizar los recursos uraníferos con que cuenta el país.

Detrás del proyecto de la EFEE se mantenían conceptos de organización central, empresa única, tarifa uniforme y contratos de gestión⁷¹ para controlar el comportamiento empresario estatal. Este proyecto quedó truncado debido a varios motivos. En primer lugar, la creación de una nueva empresa centralizada y estatal no resolvía la imposibilidad de reparar los equipos térmicos en el corto plazo. En segundo lugar, no se visualizaba un equipo de recursos humanos que pudiera llevar a la práctica los conceptos esbozados en el proyecto. Por último, este esquema favorecía a las administraciones provinciales, ya que mantenía las tarifas preferenciales que cobraban sus empresas a los consumidores en sus jurisdicciones, libre de toda fuerza competitiva y sin riesgo empresario alguno.

Durante el primer trimestre de 1991, se llegó a la conclusión de que habían transcurrido casi dos años de gestión sin que se visualizaran posibilidades reales de cambio y sin que los proyectos en cuestión se materializaran. Se decidió entonces un recambio de funcionarios en la SEE y a partir de allí se comienzan a implementar todas las ideas que dieron origen a la transformación actual del sector.

⁷¹ Ideas probablemente inspiradas en el modelo de Electricité de France (EDF).

B. Origen de las nuevas ideas

Se acaba de presentar cómo se pensaba organizar el sector a principios de 1990 a través del llamado "Reordenamiento Empresarial del Sector Eléctrico", luego de haberse firmado el Pacto Federal y de haberse estipulado las condiciones para la creación de la EFEE. Si bien estas aspiraciones no prosperaron, la convicción de la necesidad de introducir cambios y la voluntad política acompañante permanecían invariables.

El proyecto de reordenamiento fue reemplazado por otro de transformación cuya gestación, ideas, decisiones y diseño se pasa a analizar a continuación.

La primera pauta tenida en cuenta por los nuevos funcionarios de la Secretaría de Energía fue la de recapacitar y reconocer de dónde provienen las fuentes de mejora de la eficiencia y eficacia en la provisión de energía eléctrica en estos tiempos, y de estudiar qué grado de aplicación posible tendrían estas fuentes en el contexto argentino. En un sector de uso de capital intensivo como el eléctrico se puede inmediatamente pensar que las fuentes de mejora provienen de las innovaciones tecnológicas.

Repasando lo ocurrido en los últimos tiempos en materia tecnológica se puede observar que las innovaciones más importantes han sido el descubrimiento de elementos de química aislante y las potenciales aplicaciones de la superconductividad. También existieron avances en cuanto al uso de fuentes alternativas de generación (energía eólica, solar, etc.) o en el aprovechamiento más integral de los procesos de generación como la cogeneración (producción conjunta de electricidad con calor o vapor en los procesos industriales). Por último, se pueden mencionar los avances en materia de aplicaciones de la informática y la tecnología de comunicaciones en servicios sofisticados de medición que permitirían enviar señales de precio a los usuarios en tiempo real, incrementando las posibilidades de ganancias en eficiencia debido a un adecuado marketing del servicio. Los costos de implementación de estas últimas innovaciones son, sin embargo, demasiado elevados para convertirse en desarrollos económicamente viables.

Si bien estos desarrollos son auspiciosos, distan aún de ser revolucionarios en cuanto a la magnitud de los aumentos potenciales de eficiencia. ¿Cuáles son entonces las fuentes de los potenciales beneficios? Pues bien, son pocos los países que hasta ahora han apreciado que existen significativas oportunidades de mejorar el rendimiento y la eficiencia dinámica del sector eléctrico a través de cambios estructurales en la organi-

zación económica de la industria. Estos cambios no se refieren necesariamente al traspaso de la titularidad de la propiedad sino más bien a los beneficios de la desintegración vertical y horizontal, a la introducción (o simulación) de competencia en todo nivel de actividad donde ésta sea factible, y al reemplazo de la planificación centralizada por un sistema descentralizado de decisiones de producción e inversión.

Pese a que el pilar de la transformación está sustentado por la nueva estructura económica de la industria, la cuestión referente a la organización institucional y a la titularidad de la propiedad de los activos constituye un elemento crucial en el caso argentino. En este ámbito se partió por reconocer que todos los intentos anteriores de modificar el status legal de las empresas bajo la propiedad estatal (creación de holdings, conformación de sociedades regidas por el derecho privado, etc.) no cambiaban en absoluto la esencia del problema «principal-agente» inherente a las organizaciones estatales.

En todos los casos estas transformaciones legales sólo proporcionaban una alteración cosmética, pero en la práctica los problemas inherentes a la gestión de empresas estatales seguían vigentes. De aquí surge la convicción de que la privatización (instrumentada a través de diversas formas) era una necesidad imperiosa para la realización del proyecto de transformación. El nuevo ordenamiento institucional demanda, no obstante, una nueva responsabilidad para el Estado dada por su rol de regulador en todos aquellos casos donde sea necesaria la protección de consumidores cautivos, la simulación y la promoción de la competencia y la solución de conflictos entre los agentes activos de la industria.

En el caso argentino, los principios utilizados para el cambio del sector estaban bien definidos. El objetivo de la transformación también era muy claro. Se buscó que la industria fuera capaz de asegurar el suministro de energía eléctrica necesario para la sociedad, en condiciones de calidad y precios compatibles con el nivel de ingresos de la población y con los costos económicos de mantener y expandir la actividad.

Para lograr tal objetivo, se propusieron las siguientes ideas:

a. La introducción y promoción de la competencia y los mecanismos de mercado en todas las actividades donde esto fuera posible. Para ello se requería la separación nítida entre actividades según sean de carácter monopólico (demandantes de regulación) o pasibles de quedar libradas a las reglas del mercado.

b. La creación de condiciones y reglas de juego transparentes (organización del mercado mayorista) que faciliten la concurrencia de productores y consumidores y que genere precios que transmitan señales eficientes de incentivos para aumentar la oferta eléctrica.

c. La separación del Estado de las actividades empresarias del sector, reservándose la función de definición de políticas, la regulación por incentivos (control de resultados) para las actividades prestadas en carácter monopólico (transporte y distribución) y la fiscalización.

d. La descentralización de las decisiones de planificación en el sector.

e. La incorporación del sector privado a la actividad en condiciones de riesgo.

La forma que toman estas ideas transformadoras son explicitadas con detalle en los capítulos siguientes, donde se detalla el proceso de separación de actividades (desintegración vertical y horizontal) y el traspaso de empresas al sector privado, así como los mecanismos de regulación implementados.

Cabría aquí preguntarse cuáles son las diferencias fundamentales y los beneficios esperados de este nuevo esquema de organización socio-económica propuesto. A nivel teórico se puede señalar, por ejemplo, que la introducción de competencia en la generación promueve el uso más eficiente de los insumos, el incremento de la productividad, y la reducción de los costos de producción. Para que los beneficios de las reducciones de costos lleguen a los usuarios finales, no obstante, es preciso regular las actividades de transporte y distribución. Una adecuada regulación es capaz de proteger a consumidores cautivos, de evitar situaciones discriminatorias y de solucionar conflictos de intereses entre partes.

La introducción de capitales privados libera al Estado de proveer fondos necesarios para financiar tanto la operación como la inversión del sector, en especial cuando desde las empresas públicas las tarifas se manipulan de forma tal que no se permite una adecuada rentabilidad empresarial y se debe recurrir a financiamientos provenientes del Tesoro.

Finalmente, la descentralización de la planificación permite evitar los altos costos causados por el característico sobredimensionamiento del sector, fruto de los errores en las estimaciones surgidas de los procedimientos centralizados.

Además de enumerar las potenciales bondades teóricas de los cambios efectuados, se pueden observar los efectos inmediatos de la transformación en lo que se denomina el período de transición entre el esquema anterior y el sistema actual. Estos hechos se presentarán más adelante, en el capítulo cinco.

También sería menester observar qué ha ocurrido (o está ocurriendo) en otros países que aplicaron (o están aplicando) reformas que apuntan en la misma dirección. Algunas de las ideas aplicadas al caso argentino, reconocen sin duda antecedentes a nivel internacional. Quizás el ejemplo pionero en la materia se encuentra en los Estados Unidos, cuando en 1978 se sanciona la llamada PURPA Law (Public Utilities Regulatory Policies Act). Dicha legislación tuvo un extraordinario impacto desregulador que permitió incrementar la oferta eléctrica en magnitudes no esperadas. Otros procesos de reforma se produjeron (o están bajo estudio) en países tan diversos como Bélgica, Sudáfrica, Australia, Holanda, Alemania, Irlanda, Suecia, Portugal, Nueva Zelandia, Reino Unido, España y Chile. También se hará referencia a estos casos con más detalle en los capítulos siguientes, para así poder identificar las connotaciones que sean propias del esquema argentino.

Los fenómenos que motivaron estas transformaciones parecen contener elementos similares en los distintos países del mundo que encararon las mismas. Así, es común encontrar que en la mayoría de los casos la necesidad de reformular la organización del sector eléctrico vino dada por la sobrecapacidad instalada, los déficit recurrentes, el endeudamiento, los altos costos financieros, el gigantismo de algunas empresas, la inadecuación de los mecanismos de regulación, etc.⁷² En vista de estas experiencias comparadas, Ariño Ortiz (1992) definió el comienzo de una nueva etapa en esta industria, signada por lo que el autor llama la "reconstrucción del mercado", propiciada por quienes denominan como "aperturistas". También están quienes se oponen a introducir reformas que tiendan a la desintegración de la industria, argumentando que las características particulares del sector (imposibilidad de almacenamiento, monopolio en distribución y transporte, necesidad de garantizar el suministro, gestión y coordinación del despacho en un sistema integrado, etc.) exigen mecanismos distintos a los de mercado. En la opinión de los "continuistas"⁷³, aún se requiere planificación conjunta, optimización y determinación de

⁷² Ver Ariño Ortiz (1992).

⁷³ Fraseología de Ariño Ortiz (1992).

precios centralizada. Los planteos que suscitan mayor debate entre estos dos puntos de vista vienen dados por los potenciales problemas de discriminación en el acceso a las redes, la libertad de entrada en la producción y, en algunos países, la libertad de importación y exportación. Si bien estos planteos merecen un delicado debate, y su correcta implementación puede constituir un factor clave en el éxito o fracaso de un sistema descentralizado, es igualmente cierto que las técnicas de planificación centralizada no han evolucionado en los últimos tiempos como para creer que no se repetirían los errores de predicción que llevaron a los altos costos provocados por la sobreinversión, experiencias éstas generalizadas en numerosos países.

C. El porqué del rumbo elegido a partir de 1991

1. Necesidad de acción

La información suministrada en el capítulo anterior acerca de la estructura de la industria (en especial los indicadores de performance) brinda una fotografía del estado del sector a comienzos de los años noventa. A modo de síntesis, se podría ilustrar la evaluación del rol del Estado como planificador, inversor y empresario a través de los gráficos II-1 y II-2.

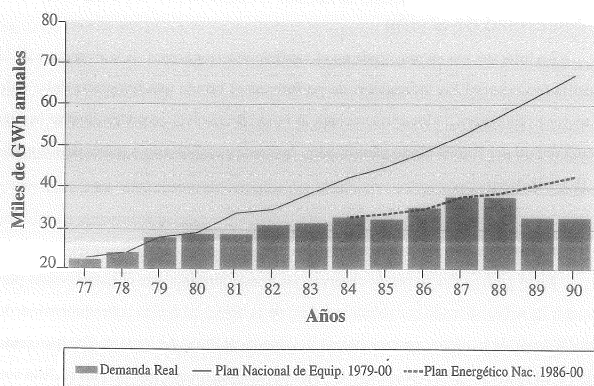
a. El Estado como planificador

En el gráfico II-1 se puede observar, en primer término, que el Estado como planificador ha sobreestimado la evolución futura de la demanda o bien sobredimensionado el crecimiento de la oferta, en especial en lo atinente al Plan Nacional de Equipamiento de 1979. El Plan Energético Nacional de 1986 fue aparentemente mucho más realista con las proyecciones de demanda que su antecesor. Cabe añadir que la formulación de planes centralizados de este tipo suele muy frecuentemente gozar de sobredosis de optimismo en lo que respecta al crecimiento sostenido y sustancial de la economía. Esto es también una consecuencia natural de que los gobiernos no pueden incorporar en sus planes tasas de crecimiento que no sean compatibles con las cifras que informan a la población, las cuales, por definición política, tenderán en la mayoría de los casos a sobreestimar las posibilidades reales de crecimiento. Obviamente, la realidad argentina de los últimos quince años muestra no sólo que el ritmo de crecimiento no fue el esperado sino también que esta tasa fue negativa para varios de estos períodos. Se puede inferir entonces, que este estancamiento económico hizo que el bajo crecimiento de la demanda eléctrica disimulara parcialmente los problemas de oferta con lo que podrían haber ocurrido con anterioridad crisis similares a las de 1988-89.

En el pasado, el sistema estaba organizado alrededor del concepto de la planificación centralizada, por lo que el Estado tomó, entre otros, los siguientes cursos de acción:

1. Por la ley 15.336, el gobierno nacional pasó a ser la única autoridad competente para otorgar concesiones por el uso de los recursos naturales (hidroeléctricos), quitándole una facultad que antes era también compartida con los gobiernos locales.

GRAFICO II-1
El Estado como planificador



Fuente: IEERAL, en base a datos de la Subsecretaría de Energía.

2. Por la misma ley, se crearon fondos de afectación específica para la expansión del sector, resultando de ello un proceso centralizado en las decisiones de inversión.

3. El sistema de planificación que se utilizaba consistía en desarrollar planes que comenzaban con pronósticos de la demanda; luego de obtener las estimaciones de crecimiento se confeccionaba un catálogo de proyectos (cualquiera sea la fuente de generación) y se realizaban estimaciones con modelos de simulación de la operación para determinar lo que se denomina las soluciones de mínimo costo. Una vez determinado un plan o solución de mínimo costo se encaraba la ejecución de las obras a través de las empresas nacionales o de organismos creados ad-hoc para la realización de las mismas.

Debe notarse que una solución de la naturaleza sugerida por el sistema de planificación centralizada mal puede resultar de costo mínimo cuando el plan depende del comportamiento futuro de parámetros tales como el crecimiento de la demanda, el precio del petróleo, la evolución de las tasas de interés, etc. Obviamente, existe el riesgo de que las condiciones planeadas difieran de las efectivamente realizadas, generando así

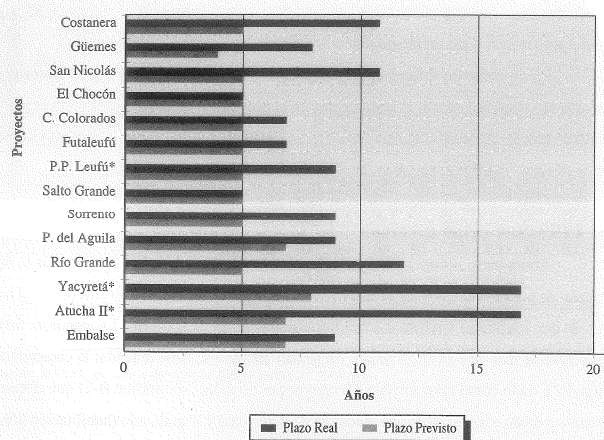
costos debido a errores de estimación. Dado el carácter público y nacional de los emprendimientos, estos costos eran sufridos por toda la población, materializados a través de transferencias del Tesoro hacia las empresas, mayor presión impositiva, inflación y endeudamiento, o menor gasto público en educación, salud, seguridad, justicia, etc. El riesgo del sector pasa a ser un riesgo extendido a toda la sociedad, o riesgo social.

En un contexto diferente, de planificación descentralizada, los principales elementos de riesgo del sector, el equivocarse en el pronóstico de la demanda o que el escenario de precios futuros no sea el considerado, pasan al dominio exclusivo de quienes están arriesgando su capital en aras de obtener una rentabilidad esperada.

b. El Estado como inversor

Ahora bien, ¿cómo se compatibiliza la idea de que -de haber crecido más la demanda- se podían dar estos supuestos eventos de crisis de suministro eléctrico, con el hecho de que los planes tendían al sobredimensionamiento de la oferta? La respuesta tiene proablemente más de una explicación. En primer término se debe entender la caracterización del Estado como inversor. Aquí tenemos, por un lado, (ver gráfico II-2) que el tiempo transcurrido entre lo planeado (decisión de inversión) y lo realizado (habilitación efectiva) ha excedido en la mayoría de los proyectos cualquier plazo que pueda ser razonablemente considerado como prudente. Claro está que se puede argumentar que el Estado demoró a propósito las obras, atento a la pobre evolución de la demanda. Sin embargo, dado lo oneroso que le resultó al Estado la postergación y la renegociación de contratos en épocas de inflación extrema, hubiese sido aconsejable (desde el punto de vista económico) la finalización en tiempo y forma o bien el abandono total del proyecto. Estos altos costos se tradujeron en una baja productividad del capital que debió ser trasladada (al menos en forma parcial) a los usuarios a través de aumentos tarifarios. Esto no se dio así, y peor aún, la reticencia de los gobiernos a mostrar en las tarifas sus equivocaciones, los llevó a financiar estos déficit vía transferencias desde el Tesoro. En segundo lugar, mientras se podía observar que el Estado estaba claramente sobreinvertiendo en grandes emprendimientos nuevos de tipo hidroeléctrico y nuclear, los fondos que se destinaban al mantenimiento del parque térmico convencional existente eran escasos, a juzgar por los crecientes grados de indisponibilidad mostrados en las centrales de SEGBA, lo cual se evidenciaría luego con la crisis de 1988-89.

GRAFICO II-2
Proyectos eléctricos:
Tiempos previstos vs. tiempos de realización



Fuente: Secretaría de Energía de la Nación.
Nota: * Tiempo de realización estimado.

c. El Estado como empresario

También se puede analizar el rol del Estado como empresario. Si se toman las tres empresas nacionales más grandes (AyE, Hidronor y SEGBA) y se observa la gestión empresarial, se encuentra lo siguiente:

- Los resultados operativos de las empresas nacionales en los últimos quince años, de acuerdo al criterio de rentabilidad privada, son magros, con la excepción de Hidronor en algunos períodos.
- El origen de los déficit proviene tanto de malos manejos operativos como financieros.

c. Utilizar un criterio de resultado operativo "público" ayudaría a evaluar en forma más apropiada al sector.⁷⁴ Si bien tal indicador no está disponible, a juzgar por la existencia de las continuas transferencias positivas del Tesoro a las empresas, es difícil pensar que bajo este criterio se haya revertido el signo de la rentabilidad (negativa) medida desde un punto de vista privado.

d. Los indicadores parciales de productividad muestran una tendencia positiva.

e. Las transferencias del Tesoro hacia las empresas eléctricas no sólo delataron la ineficiencia del sector sino que además implicaron una injusta carga sobre toda la sociedad, que tuvo que subsidiar las equivocaciones de la industria (ver cuadro II-2).

CUADRO II-2
Financiamiento de la Tesorería a empresas del sector eléctrico
(millones de U\$S, mayo '90)

	1987	%	1988	%	1989	%	1990	%
AyE	321	20.9	216	27.3	92	9.1	9	0.9
SEGBA	107	6.9	47	6	127	12.7	11	1.1
HIDRONOR	103	6.7	12	1.5	78	7.8	104	10.4
TOTAL DE EMPRESAS PUBLICAS	531		275		297		124	

Fuente: SIGEP.

Nota: Las columnas de % se refieren al total de Empresas Públicas.

d. Las demandas de la coyuntura

La crisis de 1988-89 había dejado una dura lección acerca de las falencias del sistema eléctrico argentino. Durante 1991, los informes de situación con las perspectivas de abastecimiento para el año siguiente no eran auspiciosas, en especial si se repetían condiciones similares a las ocurridas en ese entonces. Se preveía el siguiente panorama:

⁷⁴ El connotativo de "público" para resultado operativo se diferencia del concepto "privado" de beneficios en diversos aspectos. Beneficio "público" incluye el retorno hacia los acreedores financieros (pagos en concepto de intereses), los pagos al gobierno en sus diversas formas (impuestos, etc.) y la depreciación de bienes de uso, para evitar usar el sentido contable que tiene esta última expresión. Además, para ser consecuentes con el concepto económico de cuasi-rentas, se deduce el costo de oportunidad del capital de trabajo y se excluyen los ingresos no operativos. Para mayores detalles, ver Jones et al. (1991).

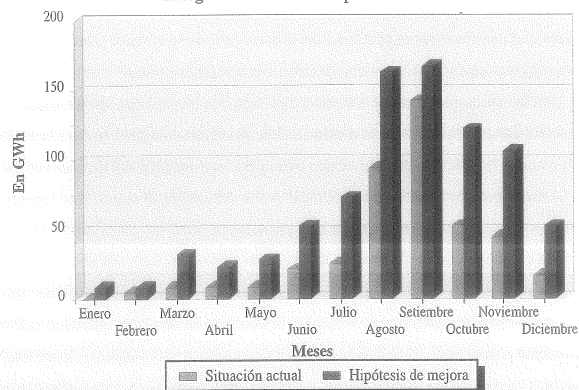
en primer lugar, la demanda estaba creciendo a valores pico mensuales que llegaron al 13%. En segundo término, los pronósticos para las cuencas cordilleranas mostraban que en base a la nieve acumulada, los aportes hidroeléctricos para el primer cuatrimestre de 1992 resultarían menores que el promedio histórico (merma estimada en 500 GWh). Además, la necesidad de llenado del embalse de Piedra del Aguila restaría aportes hidrológicos a la oferta eléctrica del invierno. Se preveía entonces que, pese a que en comparación con los años 1988/89 se había logrado recuperar la reserva hidráulica en los grandes embalses, el parque nuclear y térmico convencional se convertiría en sostén de las necesidades de abastecimiento previstas para 1992. El parque nuclear venía cumpliendo un desempeño excelente en los últimos 24 meses y no se preveían modificaciones en su rendimiento. El parque térmico convencional, por su parte, seguía mostrando altos grados de indisponibilidad (46%). Las opciones disponibles para asegurar la satisfacción total de la demanda, entonces, no eran numerosas. Se podía eventualmente recurrir a importaciones desde Uruguay, aunque a un costo elevado. Alternativamente, era imperante recuperar el parque térmico nacional. La SE estaba convencida de que, en vista de todos los intentos anteriores de cambio, la transferencia de propiedad al sector privado produciría tal recuperación. En el período de transición hasta el traspaso, no obstante, se actuó ordenando la ejecución de proyectos de rehabilitación de unidades generadoras de SEGBA y AyE.⁷⁵

El gráfico II-3 muestra los riesgos medios de falla que se estimaban para 1992.⁷⁶ Existía una probabilidad cierta de enfrentar cortes directos a usuarios del orden de los 160 GWh mensuales, lo que equivalía a cortar el abastecimiento del área de consumo servida por SEGBA durante casi cuatro días completos. Esto era perfectamente evitable si la indisponibilidad del parque térmico se reducía entre un 5 a 10%, situación que, si bien no imposible, las empresas existentes no estaban en condiciones de realizar a tiempo. Tanto la situación empresarial (demostrada incapacidad para revertir las tendencias observadas en la gestión operativa) como la situación financiera de SEGBA y

⁷⁵ Resolución SE 7/91.

⁷⁶ La curva inferior del gráfico II-3 muestra el mejoramiento que podría experimentar el abastecimiento de electricidad (fundamentalmente evitando los cortes), en el caso de poder aumentar en un 5% la disponibilidad del parque térmico.

GRAFICO II-3
Riesgo medio de falla esperado en 1992



Fuente: Informe de la SEE a la Cámara de Diputados de la Nación. 1992.

AyE⁷⁷, junto a las restricciones presupuestarias del gobierno nacional hacían suponer que los cambios necesarios no se producirían a tiempo.⁷⁸

La descripción anterior muestra el cuadro de situación que explica el porqué de la elección de las unidades generadoras de SEGBA como la punta de lanza de las privatizaciones eléctricas y brinda la respuesta sobre la motivación principal (necesidad de una solución técnica de coyuntura) en esta primera etapa (de transición) del proceso de transformación del sector. Posteriormente, en una etapa de consolidación de este mismo proceso, el énfasis estuvo distanciado de los problemas coyunturales y el centro de la atención estuvo en la eficiencia económica del sector, en aras de que la energía eléctrica resulte más barata en términos relativos.

⁷⁷ Junto a Hidronor (para el cual se proyectaba un superávit), estas empresas requerían para 1992 un financiamiento de US\$ 789 millones. Sumados a los resultados previstos para la CNEA y Yacypet, esta cifra se elevaba a US\$ 1.187 millones. SEE (1991).

⁷⁸ Un ejemplo de una privatización distinta, separada de estas demandas de la coyuntura, está dada por el caso de YPF (Yacimientos Petrolíferos Fiscales), empresa que se reestructuró plenamente hasta mejorar su competitividad, antes de ofrecerla al sector privado. Los productos generados por YPF son transables internacionalmente, no así la electricidad, por lo que las eventuales faltas de suministro surgidas del riesgo de no poder cumplir con la reestructuración tienen un peso distinto.

2. Transformación sectorial y política gubernamental

Además de los argumentos en contra del Estado como empresario y de la imperiosa necesidad de solucionar el problema del abastecimiento en el corto plazo, ¿existieron otras motivaciones subyacentes que llevaron a propiciar el cambio?

Podría especularse con que las reales motivaciones que guiaron las privatizaciones del sector eléctrico hayan sido la maximización de ingresos fiscales, la reducción de la deuda externa, la atracción de la inversión extranjera, el desarrollo del mercado de capitales, el rédito político, la desmantelación del poder sindical en el sector, o la consolidación del programa económico, por nombrar algunas.

Sin embargo, estas privatizaciones surgen de la problemática del sector eléctrico y forman parte de una estrategia global de desprendimiento de empresas públicas. Resulta también importante aclarar que, si bien las privatizaciones han sido utilizadas como un instrumento adicional de recaudación fiscal en la mayoría de los países (industrializados y en vías de desarrollo), en el caso del sector eléctrico argentino el motivo fiscalista careció de protagonismo.

a. ¿Privatización fiscalista?

El hecho más contundente que señala que en las privatizaciones del sector eléctrico no hubo un *leit-motiv* fiscalista está dado por la ausencia de aumentos tarifarios significativos que incrementaran (*ex-ante*) la rentabilidad de las unidades de negocio a venderse. Los cambios de tarifas que se realizaron antes de la transferencia tendieron a rebalancear precios para distintas categorías de usuarios y así disminuir distorsiones existentes y no a incrementar el nivel general de las mismas. En veinte meses (a partir de abril de 1991) las tarifas finales a usuarios de SEGBA aumentaron en promedio en un 15%, contra un crecimiento de precios minoristas de 34.6% y mayoristas de 5.2% para igual período. Además, este supuesto motivo fiscalista estaba en conflicto con otro interés macroeconómico del gobierno al cual sí se le asignaba una consideración especial, y que era el de mantener la estabilidad de precios surgida a partir del plan de Convertibilidad. Esta sí probablemente haya sido la única máxima de carácter macroeconómica (exógena al sector) que se intentó seguir en todas las privatizaciones realizadas después de abril de 1991.

Los extremadamente bajos requisitos de pagos en efectivo que se exigían para la

venta de las distintas unidades de negocio constituían otra señal indicando que el motivo fiscalista estaba ausente. En la mayoría de los casos, los que participaban de las licitaciones competían a través de cancelación de deuda pública, y no vía pagos de contado que podían ser usados en forma directa por el Tesoro Nacional. Lo recaudado en efectivo, por otra parte, superó ampliamente las expectativas y no estaba *ex-ante* en los cálculos de ingresos por privatizaciones, por lo que mal se podría interpretar o atribuir esta idea fiscalista como acción deliberada.

Una actitud fiscalista del gobierno también se podría haber manifestado a través de la introducción de nuevos impuestos de afectación específica al sector. El cuadro I-10 en el capítulo anterior mostraba el componente impositivo en la tarifa eléctrica previamente a la transformación del sector. En la situación post-privatización, los impuestos específicos del sector (contribuciones para los fondos de inversión) correspondientes a las ex-empresas nacionales en la etapa de distribución han sido disminuidos o eliminados. Sólo las categorías industrial y comercial han experimentado un leve aumento en la carga impositiva debido al incremento de la alícuota del IVA, modificación que no es exclusiva del sector, ya que se aplica también a telecomunicaciones, gas y servicios de agua y cloacas.

b. Otros motivos extrasectoriales

Los objetivos de atracción de inversión extranjera y la cancelación de deuda pública interna y externa, si bien están presentes en las ventas de las empresas del área, no constituían en sí mismos factores que podían restringir la libertad de acción en cuanto al diseño de las privatizaciones. Esto es así ya que si bien en algunas unidades de negocio se requerían operadores extranjeros, quienes aportaban el capital eran (de hecho esto ocurrió en numerosos casos) grupos locales. En lo que respecta a la recompra de deuda pública, hay que observar que si el gobierno hubiese considerado a este tema como prioritario, seguramente habrían existido montos mínimos obligatorios de cancelación como valor base para el precio de venta. Esto de hecho no fue así. Además, de haber aparecido algún ganador de una unidad de negocio con una oferta de un monto ínfimo en cancelación de títulos -digamos por ejemplo un dólar-, ésta no hubiese podido ser rechazada por el gobierno.

A similares conclusiones se puede arribar en lo que respecta a la probable motivación de usar las privatizaciones para desarrollar el mercado de capitales. Puede observarse gran diversidad y flexibilidad en este aspecto, ya que existen casos en los que se hicieron reservas de un determinado porcentaje de acciones para su posterior venta en el mercado y casos en los que las unidades de negocio fueron transferidas totalmente al sector privado sin hacer uso del mecanismo de flotación pública de acciones.

La posibilidad de que el gobierno utilizara la privatización como instrumento de reducción del poder sindical queda mayormente en el terreno de las conjeturas. Es difícil pensar en esto como motivación principal cuando el apoyo sindical a la transformación ha sido expresado públicamente. A su vez, hay que tener en cuenta que la ley de Reforma del Estado prevé la participación de los trabajadores a través del llamado PPP (Programa de Propiedad Participada) en la propiedad accionaria de la empresa.

La necesidad de la transformación surge de una cuestión propia del sector donde los pilares fundamentales del cambio se basan en la desintegración vertical y horizontal, la introducción de la competencia y la descentralización del sistema. Estos cambios coincidieron plenamente con la reforma del Estado y la reasignación de roles entre los sectores públicos y privados propiciados por el gobierno nacional en todos los sectores de la economía. Es indudable que se reconoce entonces el entorno político en que se llevaron a cabo los cambios, como así también el sustento brindado por el PEN hacia quienes eran los encargados de tomar las decisiones y ejecutar la acción, sustento que se originaba en la fuerte convicción política acerca de la necesidad de reformar el Estado.⁷⁹ Es importante remarcar además el sustento legal con que se contaba a través del tratamiento, discusión y final aprobación de los proyectos de ley enviados al Congreso.

⁷⁹ Basta recordar que en 1988 se intentó sin éxito la privatización de ENTEL y Aerolíneas Argentinas en el gobierno de la administración Alfonsín. En esa oportunidad, la transferencia de propiedad fue frustrada en parte por falta de consenso y por la forma en que se encararon las privatizaciones (elección directa de los inversores, etc.).

3. Una ilustración concreta de la necesidad del cambio: SEGBA

Quizás una de las experiencias más ricas que ayudan a explicar por qué se siguió el rumbo elegido se encuentra observando la situación empresarial de SEGBA. La recuperación del parque térmico en SEGBA era una condición indispensable para evitar potenciales carencias de oferta durante 1992. Como se mencionara anteriormente, además de los fundamentos económicos esgrimidos para la transformación del sector, existía entonces un imperativo de corto plazo que era importante cumplir en la primera etapa de transición.

En SEGBA, las experiencias anteriores de cogestión empresarial habían fracasado, por lo que esta opción no era contemplada como una alternativa viable para solucionar el problema del corto plazo. En la visión del grupo gerencial de SEGBA las ideas privatizadoras eran tomadas con mucha cautela. Las privatizaciones periféricas comenzadas a finales de los años setenta sólo traían recuerdos de mayores costos, debido al régimen de contrataciones que el sector público realizaba con empresas contratistas privadas. Se pagaban sobreprecios implícitos a través de la indexación exorbitante de pagos que entraban en mora, atrasos que en la mayoría de los casos eran generados intencionalmente por los mismos contratistas.

Uno de los ejemplos más claros de estas situaciones está dado por el caso de la central Costanera de SEGBA. Existían unos contratos de *revamping* de las unidades Costanera 1 a 5, que estaban atados a los acuerdos de cooperación firmados entre Argentina e Italia en 1988. De acuerdo a estos contratos, el equipamiento necesario para las unidades provenía de Italia, mientras que las tareas de construcción y puesta a punto la realizarían firmas locales. Desde el punto de vista técnico, los contratos originales estaban sujetos a diferentes cuestionamientos, ya que, como era característico en las contrataciones por parte de las empresas estatales, había una tendencia a la falta de flexibilidad de los mismos y/o a acordar servicios a un costo elevado. A los fines de poder transferir la central al sector privado, se pidió a los contratistas que finalizaran los trabajos correspondientes a la reparación de la unidad Costanera 1. A los efectos de llegar en tiempo y forma con los trabajos de esta unidad, los contratistas locales requerían una suma que multiplicaba por siete los valores originales pactados. Obviamente, los tiempos corrían en contra de SEGBA y por la naturaleza del contrato (sujeto a las condiciones del acuerdo bilateral con Italia) no había demasiada libertad de acción para manejar esta situación.

Pese a todo, SEGBA logró finalmente acordar con los contratistas locales y se fijaron fechas de terminación de las tareas de construcción y reparación para fines de junio de 1992. ¿Qué hubiese hecho un operador privado en circunstancias similares? Afortunadamente, existe algo muy cercano a lo que sería una historia contrafáctica en una situación análoga. Con anterioridad a la privatización, en las restantes unidades de generación (Costanera 2 a 5) la ejecución de las tareas de construcción no estaban empezadas, pero el equipamiento a fabricarse en Italia sí había comenzado a producirse. Se decidieron entonces transferir estas obligaciones contractuales a los futuros compradores de la unidad de negocio Costanera. Una de las primeras acciones de los nuevos empresarios privados fue rescindir los contratos con la parte local (indemnizando a los contratistas) y proceder a realizar ellos mismos las tareas operativas, recurriendo a su vez a la formación de stocks de equipos de mantenimiento. Esto redujo significativamente el tiempo de entrada en disposición de la potencia de las unidades restantes.⁸⁰

Otro pequeño ejemplo de la falta de flexibilidad de SEGBA para brindar una solución a un problema de corto plazo está dado por el tiempo de reparación ante accidentes regulares de funcionamiento de calderas. Típicamente, SEGBA necesitaba entre sesenta y noventa días para lograr solucionar un problema de esta índole. Un accidente de esta naturaleza fue solucionado en alrededor de treinta días por el nuevo operador privado de Central Puerto.

También resulta ilustrativo señalar otros aspectos ocurridos en SEGBA ante la inminente necesidad de efectivizar cambios radicales. La dirigencia intermedia de esta empresa fue consultada acerca de las formas más convenientes y rápidas para recuperar la capacidad del parque térmico durante el año 1992, para el cual se vislumbraban problemas potenciales de abastecimiento. La amplia mayoría de los dirigentes consultados coincidía en que la solución pasaba por un aumento promedio de las tarifas eléctricas, incremento cuya magnitud rondaba en un 64% en términos reales. Esto significaba que para compensar el bajo nivel de productividad de la empresa y, como única forma de alcanzar el imprescindible autofinanciamiento necesario para un mediano crecimiento a largo

⁸⁰ Para SEGBA, la opción de formar stock propios de equipos de mantenimiento no era muy recomendable, ya que el manejo y control de estos inventarios resultaba problemático para los directivos de esta empresa.

plazo, se obligaría a los consumidores a enfrentar niveles tarifarios insosteniblemente elevados.

La situación de SEGBA era caótica en cuanto a la confiabilidad de la información que la empresa poseía. Los balances no eran creíbles ya que ni siquiera se sabía con exactitud la cantidad de energía eléctrica que entraba y la que salía de los distintos puntos de acceso. Los medidores domiciliarios de consumo de electricidad tampoco eran confiables ya que en muchos casos se registraban duplicaciones, fraude y otras artimañas sobre las cuales SEGBA no tenía control. Todo esto salió parcialmente a la luz ante la necesidad de presentar información detallada y confiable a aquellos grupos que estaban potencialmente interesados en adquirir alguna de las unidades de negocio a privatizarse.

Los directivos de SEGBA no tenían realmente control sobre lo que ocurría en la empresa, en especial en lo concerniente a la eficiencia interna de la misma. Los cambios de productividad empresarios dependían más de la disposición de los trabajadores que de las instrucciones de los cuadros gerenciales.⁸¹ Cuando se intentaron medidas tendientes al incremento de la eficiencia durante el período preparatorio para la privatización se produjeron "quitas de colaboración" que disminuyeron aún más la productividad. Si no se privatizaba, entonces ¿cuáles eran las alternativas? Curiosamente, entre las opciones barajadas se mencionaban nuevas formas de privatización periférica, como lo era la posible contratación de privados para realizar tareas de recuperación del fraude. Esto claramente significaba más de lo mismo, en el sentido de que traía consigo todos los conocidos problemas del Estado en su rol de contratista.

La dependencia del mantenimiento

⁸¹ Para ilustrar este punto se puede citar, por ejemplo, la inutilización de seis grúas nuevas que se habían comprado para tareas de mantenimiento, las cuales permanecieron sin funcionar por varios meses.

III. El diseño de las privatizaciones

A. El proceso global de privatización

1. Estrategia

a. Privatización y marco regulatorio

Diseñe Ud. un esquema de transformación en el que uno de los objetivos principales incluya la transferencia de las empresas del sector eléctrico (en este caso las tres grandes empresas nacionales) a la esfera privada. Piénselo por unos instantes.

En su esquema, probablemente ha imaginado un sector con actividades separadas o no; con o sin divisiones horizontales; sujeto a poca o mucha competencia; con participación estatal minoritaria o sin ella; con altos o bajos niveles de riesgo empresarial; o quizás imaginó modificaciones mucho más novedosas. Pero si realizó su ejercicio intelectual en forma detallada y ordenada, seguramente no se le ha pasado por alto la necesidad de establecer un adecuado marco regulatorio para la actividad. Bien pensado. En un proceso completo de transformación como el del sector eléctrico argentino, la privatización y el marco regulatorio son dos elementos indisolubles. En efecto, en este proceso la estrategia y el diseño de la privatización estuvieron íntimamente ligados a la definición de los regímenes regulatorios.

La elección del marco regulatorio se hizo en base a las características del sistema argentino y a las ideas y objetivos de la transformación. La privatización era un medio indispensable para la consecución natural del proceso de cambio, y su forma se ajustó básicamente a las necesidades del esquema regulatorio, junto a algunas consideraciones de índole político, económico y social.

Sin perder de vista esta interrelación entre privatización y regulación, en este capítulo se ha focalizado la atención en presentar las características del diseño de las privatizaciones, mientras que en el siguiente se tratan las cuestiones inherentes al funcionamiento de la regulación.

b. Separación de actividades

¿En qué medida la integración vertical era o es deseable en Argentina? Se ha sugerido que la separación de actividades o desintegración vertical promueve beneficios

que superan las bondades de las economías de escala y de alcance propios de los sistemas eléctricos integrados. No hay aún comprobaciones empíricas ni teóricas sobre la superioridad de uno u otro esquema. Aunque es cierto también que la centralización de actividades en empresas integradas ha generado otro tipo de desventajas (gigantismo, burocracia, hegemonías monopólicas, etc.) que se derivaron en resultados de performance adversos como los observados en la experiencia argentina y de otros países. Además, en el nuevo esquema propuesto la privatización sin la desintegración vertical y horizontal no hubiese resultado deseable desde el punto de vista de la concentración económica. Transferir las tres empresas nacionales a tres grupos controladores hubiese significado brindar poder económico con elevada incidencia política para estos grupos. Por ejemplo, si se mide el valor de libros del patrimonio neto de SEGBA como porcentaje del PBI, este llegaba a una cifra cercana al 3%.⁸² Es muy raro observar en otros países este porcentaje de incidencia de una empresa privada con concentración de propiedad en el total de la economía.

Pero la desintegración vertical no encuentra su mayor fundamento en el motivo "concentración de poder". La razón primordial debe buscarse en la conveniencia de introducir elementos de competencia donde esto sea posible, junto a la descentralización del sistema. Se espera que la competencia en la actividad de la generación traiga aparejado reducciones de precios y aumentos de la oferta eléctrica, fruto de la mayor eficiencia asignativa (debido a la pérdida de posiciones monopólicas) y de la mayor eficiencia de costos (debido a las presiones competitivas).

En cuanto a las conveniencias de la desintegración horizontal, lo más destacable es la competencia por comparación que surge de la misma (yardstick competition). Además, la división de empresas como "SEGBA distribución" permite preparar el terreno para la competencia en el supuesto caso de que la tecnología permita superar la condición de monopolio natural del servicio. Si bien esto no se visualiza en el futuro cercano para el transporte y la distribución de electricidad, hay que recordar que tampoco se preveía esto en otras industrias como las telecomunicaciones, donde ahora la prestación de los servicios no se considera bajo condiciones de monopolio natural.

⁸² PBI estimado en US\$ 150,000 millones, antes de la reelaboración estadística efectuada en 1993 por el Banco Central.

¿Qué referencias internacionales existían sobre la desintegración de la industria? Los orígenes de la desregulación e introducción de la competencia en la industria eléctrica deben buscarse en la experiencia norteamericana luego de la sanción, en 1978, de la llamada *PURPA law* (Public Utilities Regulatory Policy Act), que permitió el aumento de la oferta eléctrica en forma insospechada. También existían referencias en países cuya configuración de sus sistemas eléctricos era un poco más similar al argentino. Tales eran los casos de Chile y Reino Unido.

Las comparaciones del esquema argentino con los de otros países que encararon reformas de índole institucional y económica en sus respectivas industrias eléctricas se realiza más adelante, en el capítulo scis, para así poder identificar las peculiaridades del esquema local puesto en perspectiva con los cambios introducidos en el resto del mundo en la materia.

c. Secuencia y ejecución

¿Cuál fue la secuencia seguida para privatizar? ¿Quiénes estaban encargados de la ejecución del proceso? ¿Quién lo supervisaba? ¿Cómo se valoraron los activos a transferirse? Como primeros candidatos a la privatización estaban las unidades de generación de SEGBA. Esto fue una práctica muy saludable, no sólo porque allí estaba la necesidad de corto plazo (lo que se señalaba anteriormente como período de transición), sino porque se brindó una señal muy positiva al negocio de la distribución, privatización ésta considerada como más difícil, debido a la mayor necesidad del ejercicio del poder regulatorio en esa actividad. Junto a "SEGBA generación" y luego distribución, las unidades de generación más atractivas de AyE siguieron en la lista de las privatizaciones eléctricas. El transporte en alta tensión y las centrales hidroeléctricas fueron agendadas para el final del proceso, al ser catalogadas como no prioritarias con respecto a las otras actividades. Además, tanto el transporte como la generación hidráulica son actividades más complejas en cuanto a la regulación requerida, elemento que resulta imprescindible definir junto (o anteriormente) a la privatización.

Los tiempos políticos no necesariamente coincidían con los tiempos factibles y los tiempos económicos de las privatizaciones. El PEN había solicitado que en 1992 se concluyeran todos los traspasos al sector privado. De alguna manera, esto se podría catalogar como una imposición que restringía la acción de quienes estaban a cargo de eje-

cutar el proceso privatizador. Sin embargo, el corset político ayudó a la ejecución del mismo de diversas maneras. En primer lugar, el hecho de que los tiempos fueran breves, forzó a un aumento significativo en la productividad (si es que se lo puede denominar así) entre quienes diseñaron e iban formulando las resoluciones conducentes a la privatización y transformación del sector. Por otra parte, la efectividad, rapidez y contundencia con que se actuó, de alguna forma impidió la reacción organizada de aquellos grupos cuyos intereses se veían perjudicados con el cambio, favoreciendo así las chances de éxito en la concreción total del proceso.

¿Quiénes eran los actores en el proceso de toma de decisiones en el diseño de las privatizaciones? Sin duda alguna, estas decisiones se conducían desde la SE, aunque en coordinación permanente con las intervenciones de las tres empresas estatales, la ex Dirección Nacional del Despacho de Cargas y el CFEE. Desde el Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos, por su parte, provenían los lineamientos generales de acción, y tanto la SIGEP como una comisión parlamentaria ejercían las funciones de supervisión. Las tareas conducentes a materializar estos cambios en tan corto período hizo necesaria la división de trabajos y la concentración de esfuerzos en etapas dentro de la SE. El trabajo de equipo fue fundamental, como así también la cohesión en las ideas y la convicción para llevar el nuevo esquema a cabo.

La ley de Reforma del Estado exigía la tasación previa de las unidades a venderse, tasación que revestía carácter de presupuesto oficial.⁸³ La ley 24.065 de 1992, que estableció el nuevo marco regulatorio para el sector, fijó las modalidades de estas tasaciones para las privatizaciones del sector. La SE poseía también cálculos propios sobre los posibles precios de venta de las unidades de negocio. Para realizar estos cálculos se necesitaba trabajar con un marco de referencia empresarial y de la industria, uno sobre la evolución macroeconómica, y finalmente un esquema que refleje las futuras condiciones institucionales y políticas del país, elementos éstos tan caros a los efectos de las decisiones de inversión. Esto último generalmente se traduce a través de la tasa de descuento elegida para evaluar las decisiones de compra/venta de las unidades a privatizarse.

Es importante señalar que no se establecían pisos para los precios de venta, sólo unos requerimientos mínimos de pago en efectivo que de manera alguna eran restric-

tivos. La competencia entre los participantes a las licitaciones se daba a través de la oferta de rescate de títulos de deuda pública.

A medida que se realizaban las transferencias, se iba revelando que las ofertas realizadas en casi todos los casos superaban con amplio margen todas las expectativas en torno al precio final de venta que se manejaba dentro de la SE. ¿A qué se debió esta divergencia entre el cálculo del valor entre los privados que participaron en las licitaciones y la SE? Las diferencias provinieron seguramente de una percepción distinta acerca de la evolución futura de la empresa, de la industria, y quizás del país en general. Con respecto a las dos primeras, los oferentes seguramente tenían un cálculo diferente acerca de la política comercial a seguir, en especial la referida a la recuperación de las pérdidas no técnicas (en la distribución), el tratamiento del personal, el poder de compra de los insumos industriales⁸⁴, y la evolución de la demanda, por citar algunos rubros. La SE, por su parte, era quizás más optimista (o los privados más escépticos) acerca del cumplimiento de los plazos para la entrada en funcionamiento de las grandes obras hidroeléctricas como Yacretá y Piedra del Aguila, que afectan principalmente el negocio de los generadores. También seguramente existían diferencias en cuanto a la ingeniería financiera en las valuaciones. La visión de país y su futuro puede haberse reflejado en tasas de descuento más bajas por parte del privado.⁸⁵ Es difícil saber cuál es la verdadera respuesta a esta pregunta.

Finalmente, una de las máximas dentro de este proceso estaba dada por la transparencia del mismo. Debido al incremento de la preocupación ciudadana por los actos de gobierno se buscó priorizar el tema de la transparencia y las reglas de juego claras y justas, tanto para satisfacer las necesidades de la opinión pública y la de los otros poderes del Estado (legislativo en especial) como así también para cumplir con los requerimientos y las expectativas de los inversores potenciales. La transparencia se logró principalmente a través del mecanismo elegido para la selección de compradores mediante una precalificación técnica y económica que asegurara la presencia de inversores de buena reputación en la industria y mediante la forma de ejecución "cerrada" de las adjudicacio-

⁸⁴ Por ejemplo, en Chile los medidores domiciliarios pueden ser adquiridos a precios que rondan los US\$ 18 por unidad, mientras que SEGBA los compraba a US\$ 33-34 cada uno.

⁸⁵ La tasa de descuento usada por el gobierno alternaba entre el 10% y el 14%, dependiendo del momento de realización de la venta y de las características específicas de la unidad de negocio.

⁸³ Art. 19 de la ley 23.696 de 1989.

nes. En todos los casos se llamó a licitación pública (local e internacional) y se hicieron los esfuerzos necesarios para asegurar la mayor competitividad factible de estos procesos de licitación, tratando de que participaran la mayor cantidad posible de oferentes calificados.

2. Marketing del proceso

Una de las claves para el éxito de las privatizaciones era despertar el interés de los capitales extranjeros que podían ser potenciales inversores en el sector. La necesidad de recurrir a los capitales internacionales estaba basada primariamente en la imposición de encontrar operadores con la suficiente experiencia y respaldo patrimonial que requiera el tamaño de la mayoría de las unidades de negocio a transferirse. Adicionalmente, esto ayudaba al objetivo macroeconómico de atraer inversiones extranjeras hacia el país. El bajo grado de desarrollo del mercado de capitales argentino, por su parte, no dejaba muchas opciones alternativas dada la magnitud de las inversiones a realizar por parte del sector privado. La precalificación de los inversores tenía a su vez otra connotación importante a los efectos de garantizar el éxito de las privatizaciones. Ya habían ocurrido en el país (y también en experiencias internacionales) casos en los que grupos económicos poco solventes o con actitudes de inversión especulativa (análisis de flujos de fondos menores a cinco años) habían sido precalificados, y luego adjudicados. Eventualmente, debido a la poca seriedad de estas ofertas, en un futuro no lejano, estas asignaciones debieron ser revocadas, anuladas, o modificadas sustancialmente por medio de la intervención estatal. La estrategia de precalificación en el sector eléctrico tendió a eliminar la presencia de este tipo de grupos de inversión.⁸⁶

El grueso de las actividades de marketing fue llevado a cabo por la propia SE. Por parte de otras áreas de gobierno se logró un adecuado apoyo institucional con un alto grado de coordinación, en especial por parte de otras dependencias del Ministerio de Economía y por la Cancillería y las embajadas argentinas en el exterior. Los consultores

⁸⁶ Los requisitos de precalificación apuntaban tanto al grupo operador como al grupo inversor, aunque con mayor énfasis en el segundo. Un operador confiable con un grupo inversor no solvente no sería suficiente garantía de posibilidades de éxito, mientras que un inversor serio generalmente se aseguraría por sí mismo la contratación de un operador eficaz. En las privatizaciones por concesión, no obstante, se solicitó que los operadores participen en la conformación accionaria de los grupos inversores, con un porcentaje que como mínimo variaba entre 15% y 20%.

financieros, por su parte, abrieron las puertas para que las oportunidades de inversión en el sector eléctrico se hicieran conocer en los mercados internacionales de capitales, a través de los grandes bancos de inversión. Es de destacar el proceso positivo de retroalimentación de información para el "pulido" final de los pliegos de venta que brindaron las actividades de marketing encaradas por la SE. La SE presentaba a los inversores potenciales las condiciones iniciales por las cuales se efectuaría la venta, lo cual incluía las consideraciones de regulación establecidas por la ley 24.065. La detección de referencias cruzadas que surgían de la evaluación de los comentarios que la SE recibía de los potenciales compradores, ayudó a mejorar las condiciones de venta de forma tal que el negocio fuera más atractivo para los inversores, sin que ello implicara comprometer los objetivos básicos de la privatización en particular y de la transformación en general.⁸⁷ La rigidez en las condiciones de pliegos licitatorios había constituido un serio obstáculo a la competitividad de las ofertas e incluso a la participación misma de inversores en algunas privatizaciones en otras industrias.⁸⁸ La estrategia de retroalimentación de información, sumado a los requisitos de precalificación, promovió calidad y cantidad en los concursos públicos realizados en las privatizaciones eléctricas.

¿Hacia qué países había apuntado el gobierno argentino para atraer inversiones en el sector eléctrico? ¿Cuáles eran los principales obstáculos a superar en este ámbito? Desde la SE se hicieron estas mismas preguntas y se decidió empezar por aquellos países con los cuales se tenía mayor afinidad. Así, se empezó en septiembre de 1991 con una visita a Estados Unidos la cual, si bien despertó algún interés, sirvió para poner en evidencia la mala reputación del país en materia de estabilidad económica e institucional y la poca confiabilidad que las empresas americanas tenían hacia proyectos de inversión en Argentina. Era claro en ese entonces que el riesgo país era aún demasiado alto, quizás expresado en tasas de descuento que rondaban el 21% o 23%, con un alto componente de riesgo específico asociado a la inestabilidad macroeconómica y la baja confianza. En Europa, por su parte, el tratamiento hacia Argentina era de alguna manera diferente, ya que algunas empresas europeas estaban habituadas a invertir independientemente de las con-

⁸⁷ La excepción a esto fue Transener, ya que existe poca experiencia a nivel internacional de una privatización de transporte de estas características.

⁸⁸ Se pueden citar, entre otros, casos en la industria de la aeronavegación, en transporte marítimo, peajes, fábricas militares, etc.

diciones de inestabilidad imperantes en el país. Claro que esto no ocurría justamente por alguna atracción de tipo cultural ni mucho menos por una devoción de estos empresarios por el riesgo, sino más bien a que estaban acostumbrados a que la inversión venía acompañada de una serie de subsidios implícitos y tratamientos preferenciales que más que compensaban el factor de la inestabilidad.

La imagen del país en el exterior, y en especial en Estados Unidos, cambió a partir de la presentación del cumplimiento de metas fiscales y otras variables macroeconómicas presentadas por el Ministro de Economía en Estados Unidos en diciembre de 1991. Los países europeos, por su parte, pronto comenzaron a ver que las inversiones que se requerían no estaban atadas a tratamientos especiales, tal como había ocurrido en el pasado. Conjuntamente con la Subsecretaría de Privatizaciones, la SE organizó varios *road shows* para promocionar las transferencias de las empresas eléctricas y para facilitar el encuentro entre empresarios locales con bancos de inversión, consultoras, y por sobre todo, con empresas operadoras extranjeras.⁸⁹ Los países europeos en los cuales se había despertado interés inversor eran España, Italia, Reino Unido, Bélgica, Francia y Suiza.⁹⁰

En las primeras privatizaciones del sector, Argentina competía por la atracción de fondos de inversión con los países del Este Europeo. Pero a medida que el impulso privatizador se iba concretando en forma exitosa, el interés fue aumentando y el país comenzó a mostrar ventajas relativas en cuanto a la captación de inversiones extranjeras. En el proceso más reciente de privatización de Hidronor, por ejemplo, se agregaron a la lista de países europeos con interés, Suecia, Noruega y Finlandia.

El marketing hacia Japón y el sudeste asiático no estuvo ausente, aunque la receptividad en esos mercados fue escasa. De alguna manera Malasia era un competidor fuerte para Argentina en esos mercados.

En cuanto a América Latina, hay que destacar que las empresas chilenas participantes llegaron por sí mismas para invertir en el sector, sin marketing previo. La promoción en el mercado local, por su parte, se realizaba a través de informaciones periódicas a los grupos locales de importancia.

⁸⁹ Entre otras ciudades, se destacaron los road shows realizados en Madrid, Frankfurt, Bruselas, Bonn, Nueva York, Los Angeles, San Diego y Houston.

⁹⁰ Alemania es un caso particular donde, si bien hubo fuertes demostraciones de interés, su ausencia en las privatizaciones del sector se puede explicar por el proceso de asimilación de la ex Alemania Oriental, el cual era un tema más prioritario en la agenda de los empresarios de ese país.

Parte del éxito de estas actividades de marketing se basó en la cuidadosa estrategia de selección de audiencia y en el énfasis puesto en la metodología de cómo hacer marketing. Fue importante en estos dos aspectos las visitas personales que se realizaban a las empresas interesadas para aclararles el funcionamiento de las reglas de juego establecidas por la ley 24.065. La existencia de esta ley, la estabilidad económica, y la confianza hacia quienes estaban encargados de ejecutar la transformación fueron los determinantes claves en la decisión de las empresas extranjeras que participaron en las licitaciones públicas en el sector.

3. Rol de las consultoras y los organismos internacionales

Según se manifiesta a través de las experiencias particulares de los interventores de las tres grandes empresas nacionales, como a través de la ejecución del proceso de privatización por parte de los responsables de la SE, el tipo de apoyo recibido por parte de consultores financiados por organismos internacionales en el diseño de las privatizaciones fue variado.

En SEGBA, a raíz de la ley de Reforma del Estado que declaraba sujeta a concesionar la actividad de distribución, se contrataron tres tipos de consultores: el legal, el técnico y el financiero. El apoyo de la consultora técnica fue juzgado como no muy efectivo ya que la misma trabajó sobre las bases de la privatización tal como surgía de la ley de 1989, es decir, sólo la concesión de la distribución, sin incorporar las modificaciones surgidas de la ley 24.065 por la cual la generación y transmisión también quedaban sujetas a ser privatizadas. Además, esta consultora técnica planteó el flujo de caja de una empresa única, ya que en su propuesta no se preveía la división horizontal de SEGBA. Se sospecha de alguna manera que esta decisión estaba altamente influenciada por la opinión de los cuadros medios de SEGBA, quienes de alguna manera habían "fagocitado" a estos consultores externos, desvirtuándose así algunas de las metas de la transformación. Los consultores recibían la visión y la opinión directa de los gerentes de SEGBA y aparentemente la propuesta del consultor terminó formulándose en base a una visión de la empresa que no era compartida por quienes tomaban las decisiones en la SE. En cierta forma, esto contribuyó a demorar un poco el proceso de venta de esta empresa. Debido a ese motivo, no se pudo aprovechar totalmente el trabajo de este grupo consultor y sólo se pudo sistematizar la información que ellos recogían.

También en SEGBA se contrataron consultores financieros y jurídicos. En el caso de los primeros, su contribución más importante estuvo dada por la elaboración de estudios de ingeniería financiera a nivel internacional y por la etapa inicial de la promoción de venta a través de la apertura de un "registro de expresiones de interés" en Buenos Aires, Nueva York y Londres, que contó con 42 inscriptos. Pero como se señaló anteriormente, el mayor protagonismo de las tareas de marketing recayó sobre el mismo Secretario de Energía, sus asesores, la intervención de SEGBA, empresas locales que buscaban socios extranjeros y el apoyo institucional del Ministerio de Economía y la Cancillería. El consultor jurídico, por su parte, tuvo un aporte significativo en el seguimiento de los distintos pasos de la privatización y en la interpretación legal de las nuevas reglas impuestas por el marco regulatorio, así como en la elaboración de la documentación correspondiente. Cabe señalar que en el caso de SEGBA la contratación de consultores era siempre acordada con el Banco Mundial, independientemente de si éstos eran sugeridos por esta institución o no. A partir de esta experiencia con consultores externos en SEGBA, se modificó el enfoque de contratación para el asesoramiento en la venta de las otras empresas nacionales y en la organización de Cammesa. Para los temas legales, se contrató una consultora bajo un esquema abierto de trabajo, con apoyo y consulta permanente. Esta flexibilidad en la modalidad de contratación redundó en una alta productividad en la labor del consultor legal. También se decidió unificar las tareas técnicas y financieras. Esto demostró ser muy eficaz, en especial en el caso del consultor que asesoró en la organización, constitución y venta de Transener. La consultora que asesoró en la organización de Cammesa, asimismo, dejó ampliamente satisfechas las necesidades de los ejecutores de la transformación.

En el caso de Hidronor, se contrató una consultora financiera, de la que se tenían expectativas mayores a lo efectivamente realizado, en especial en cuanto al asesoramiento de estrategias alternativas para la venta de la empresa. En las tareas de apoyo de consultores externos en la actividad de marketing se lograron excelentes resultados, una vez más debido a la modalidad de contratación. Es común observar que los consultores a quienes se le encarga la valuación de la empresa y el asesoramiento sobre las condiciones de venta son los mismos que participan en las tareas de búsqueda de potenciales inversores para la venta de la misma (marketing). Con buen criterio, la SE entendió que existe un conflicto de intereses en delegar ambas tareas (valuación y marketing) a la mis-

ma firma consultora, debido a que una parte sustancial de los honorarios de servicio están expresados como un porcentaje del precio al cual se efectiviza la transacción. Se decidió entonces celebrar un contrato separado para la actividad de marketing, con la peculiaridad de que los honorarios de la firma estaban ligados a los resultados obtenidos no sólo en lo producido de la venta sino también en base a la cantidad y calidad de ofertas conseguidas.

Para completar el cuadro de apoyo externo a quienes pilotearon la transformación, a nivel de la SE, existía un crédito del BID para asistencia institucional en el proceso de privatización. Este crédito era contingente y estaba atado a una matriz de condicionalidades en la que los tiempos planeados para la ejecución del proceso de transformación eran más largos que los tiempos efectivamente impuestos por la autoridad política del PEN. En la práctica, esto significó que gran parte del esfuerzo operativo para la transformación y privatización se tuvieran que financiar con recursos propios. Esto imponía limitaciones a las remuneraciones que se podían pagar a los recursos humanos locales debido a la rigidez de las contrataciones inherentes del sector público. Y aún cuando parte de los recursos puestos a disposición por el BID fueron finalmente desembolsados, éstos tenían la desventaja de ser poco flexibles ya que había restricciones importantes para la contratación de individuos o de servicios de consultoría local, requiriéndose la contratación de grandes firmas consultoras extranjeras, situación que no siempre era lo que la SE consideraba más conveniente, en vista de la experiencia recogida en SEGBA.

B. Características de las privatizaciones ya concluidas

¿Qué forma de privatización se utilizó? ¿Qué grado de respuesta tuvieron los llamados de licitación pública? ¿Fue el proceso competitivo y transparente? ¿Se publicitaron los actos? ¿Cuáles fueron los requerimientos impuestos a los potenciales compradores? ¿Había grupos o entidades que estaban excluidos de participar? ¿Cómo se evaluaron las unidades de negocio? ¿Cómo se dividieron estas unidades? ¿Cuánto se pagó por las unidades vendidas? ¿Hubo cuestiones no anticipadas que restringieron la dirección deseada de las ideas imperantes?

Estas y otras importantes cuestiones que hacen a la forma y características de las privatizaciones ocurridas en el sector se discuten en esta sección. El cuadro III-1 es una sinopsis de los datos cuantitativos más relevantes acerca de las privatizaciones eléctricas.

CUADRO III-1
Las privatizaciones en el sector eléctrico argentino

Las privatizaciones en el sector eléctrico argentino											
Empresa	Unidad de negocio	Nº de ofertas	Fecha de toma de posesión	Valor requerido en efectivo	Precio Venta		Pasivos trans-feridos	% de acciones vendidas	Consorcio ganador	Tamaño	
					Efectivo	Recompra de deuda					
		(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	
SEGBA	Central Puerto S.A.	5	1/4/92		92.2		51.0	60	Chigener	1.009 Mw	
	Central Costanera S.A.	1	29/5/92		90.1		66.0	60	Endesa	1.260 Mw	
	Central Dock Sud S.A.	3	22/9/92		25.0		4.0	90	Polledo	211 Mw	
	Central Pedro de Mendoza S.A.	2	22/9/92		8.6			90	Acin/Massuh	58 Mw	
	Distribución EDENOR	5	31/8/92	30	30.0	397.9	95.0	51	Elect Arg	1.920.000 clientes	
	Distribución EDESUR	4	31/8/92	30	30.0	481.0	135.8	51	Distrielec	1.865.000 clientes	
	EDELAP S.A.	4	18/12/92	5	5.0	134.0	18.0	51	Cia de Inv	240.000 clientes	
	Venta de activos				22.4						
AGUA Y ENERGIA HIDRONOR	A) Generación Térmica/hidroeléctrica	4	25/8/92		22.2		10.0	90	Dom Energy	95 Mw	
	Central Alto Valle	2	30/9/92	10	10.0	76.2	49.9	60	Powerco	245 Mw	
	Central Güemes	2	6/2/93	5	5.0	3.8	4.5	90	Malvicino	226 Mw	
	Central Sorrento	3	4/93	10	10.0	56.1	39.0	88	Inv S. Nicolás	700 Mw	
	Sistemas Térmicos de Patagonia	3	7/93	2	2.0	3.2		51	FTLyF	263 Mw	
	Centrales Noroeste Argentino	2	4/93	2	2.0	13.2		90	FTLyF	297 Mw	
	Centrales Noroeste Argentino	1	7/93		0.40		1.5	90	IATE	246 Mw	
	Centrales Térmicas del Litoral		a determinar		a venderse		0.8	90		94 Mw	
	Hidroeléctrica San Juan		a determinar	2	a venderse			a determinar		72 Mw	
	Luján de Cuyo con Cruz de Piedra						10.0	90		350 Mw	

En el tema del fraude y hurto de energía eléctrica (pérdidas no técnicas) se tomaron diversas medidas tendientes a combatir este problema y mejorar la recaudación de la empresa. En diciembre de 1989 se modificó el reglamento del suministro, permitiendo la posibilidad de recuperar consumos de hasta cuatro años y aplicar recargos de hasta 20% en los casos de fraude. A partir del segundo semestre de 1991, los medidores estimados se redujeron en un 5%, la cobranza de recupero de saldos aumentó un 7% y la cobranza de recupero de anomalías lo hizo en un 68%. Sin embargo, esto no fue suficiente para reducir el enorme perjuicio que la empresa sufría por las pérdidas derivadas de consumos irregulares. El porcentaje total de pérdidas representaba un 25% sobre la energía entregada a la red en 1992, cifra parecida a la de 25.8% en 1991 y 24.8% en 1990. En concepto de pérdidas no técnicas esto significaba un déficit de facturación anual cercano a los 215 millones de dólares.

El proceso de preparación para la privatización requirió un esfuerzo adicional para el *management* de la empresa. Fue necesario diseñar un proceso de caminos críticos para llegar a los tiempos y formas establecidos para la privatización. Para la realización exitosa de este proceso se hizo necesaria la identificación de las unidades de negocio que pudieran conformar organizaciones empresariales separadas. Una vez definidas estas unidades (siete principales en este caso) se debía preparar la información técnico-comercial, administrativa, económica y contable sobre la operación del negocio a introducirla en los pliegos de licitación. También era necesario publicitar y promocionar la privatización, como así también redactar los contratos y documentos legales para la transferencia y toma de posesión de las unidades privatizadas.

A excepción de las centrales térmicas de Pedro de Mendoza y Dock Sud (debido al reducido tamaño de las mismas y a la relativa simpleza de la tecnología involucrada), se pedían como condiciones de calificación a los grupos operadores poseer experiencia como prestataria del servicio y tener el respaldo económico de un determinado valor patrimonial. Estos requisitos implicaron en la mayoría de los casos la incorporación de grupos extranjeros, ya que no existían grupos locales que pudieran satisfacer los mismos, debido a que la prestación de servicios eléctricos en el país había sido mayoritariamente realizada por empresas públicas.

En el capítulo concerniente a la regulación se trata el tema de la elección sobre la duración de los contratos, como así también otros aspectos contenidos en las condiciones de venta en la actividad de distribución.

b. División y venta al sector privado

SEGBA se dividió en siete unidades de negocio, tres en distribución y subtransmisión y cuatro con actividades de generación. También desde SEGBA se privatizaron los servicios asistenciales y se liquidaron bienes inmuebles.⁹¹

La unidad de negocio de generación denominada Central Puerto (1009 MW) formada por las centrales Puerto Nuevo y Nuevo Puerto, que contribuyen con el 6% de la energía comercializada en el MEM. Para esta licitación se presentaron cinco ofertas por el 60% del paquete accionario, resultando ganador el grupo conformado por Chilgener S.A., Compañía Chilena de Distribución Eléctrica Quinta Región S.A. (82.5%) y Chilectra Quinta Región (17.5%), quienes ofertaron U\$S 92,157,000 en efectivo. Los demás oferentes fueron:

1. Astra; Electricité de France; Empresa Nacional de Electricidad de España. Oferta: U\$S 84,250,000.
2. Enron Company; Enron Corp; Enron Power Corp; Enron Power Central Puerto; Cuenca Austral. Oferta: U\$S 63,110,000.
3. Empresa Nacional de Electricidad de Chile; Aluar; Inversora Patagónica; Distribuidora Chilectra; Enersis. Oferta: U\$S 55,910,000.
4. Dominion Energy Inc. Oferta: U\$S 55,100,000.

En esta privatización, se incluyó un contrato de suministro por el cual se garantizó al comprador la venta de energía asociada a una potencia continua del orden de 800 MW, con las variaciones previstas por mantenimiento programado, durante ocho años a un precio de 40 mills/kWh. A su vez, el adquirente quedaba obligado a proveer las cantidades fijadas en el contrato, lo que implicaba indirectamente la obligación de hacer mejoras en la central para poder atender a su cumplimiento, garantizando de esta forma las necesarias inversiones; el cumplimiento se cubre con garantía de multa. Este contrato fue transferido en partes iguales a las empresas de distribución Edenor y Edesur como una obligación surgida del Pliego de Bases y Condiciones.

La unidad Central Costanera (1260 MW) está constituida por siete unidades de generación. En esta licitación se compraron seis pliegos de condiciones. Costanera fue fi-

⁹¹ En la unidad de distribución correspondiente a la jurisdicción de La Plata (Edelap SA) también se incluyó una pequeña central de generación.

nalmente adquirida por el consorcio formado por la Empresa Nacional de Electricidad SA (ENDESA, participando con el 50.01%), Enersis SA (15%), Distribuidora Chilecta Metropolitana SA (5%), Inversora Patagónica SA (12.5%), Inter Río Holding Establishment (12.5%) y Costanera Power Corporation (4.99%). La única oferta fue de US\$ 90,121,000 por el 60% del paquete accionario. Había un solo competidor, que se retiró un día antes de la apertura de sobres.

La privatización de Costanera incluyó un contrato para la rehabilitación de las unidades 1 a 5 de 120 MW cada una (Costanera 1 está prácticamente concluida pero demorada por los incumplimientos del contratista que se extendieron más allá de todos los acuerdos firmados) con financiación del gobierno italiano. También en este caso se firmó un contrato de las mismas características que el de Central Puerto por la venta de energía asociada a una potencia continua del orden de 1000 MW (valor al que recién se arriba en el año 1995), con idéntico precio y duración que en el caso anterior. Similarmente, este contrato fue transferido por partes iguales a Edenor y Edesur. Adicionalmente, se incorporó una restricción en la participación accionaria en empresas generadoras, por la cual un mismo grupo accionista debe acreditar que el porcentaje de generación que controla es inferior al 10% de la oferta eléctrica total del mercado argentino (alrededor de 15.000 MW de potencia instalada en 1992).⁹²

Dos unidades de generación más pequeñas de SEGBA fueron constituidas con la Central Pedro de Mendoza (58 MW) y la Central Dock Sud (211 MW). A diferencia de las anteriores, en este caso se vendieron el 90% de las acciones representativas del capital social. Se adquirieron para la central Pedro de Mendoza cinco pliegos y a comienzos de septiembre de 1992, el consorcio Acindar (75%)-Massuh (25%) resultó preadjudicatario al ofertar US\$ 8,550,000 (hubo sólo otra oferta de Benito Roggio S.A. por US\$ 7,200,000, ya que los otros oferentes -Chilgener S.A. y Pacífico Quinta Región- finalmente no se presentaron). Para la central Dock Sud se adquirieron seis pliegos. La empresa Polledo S.A. fue preadjudicataria de esta central con una oferta de US\$ 25 millones. Hubo otras dos ofertas, la de Benito Roggio e Hijos S.A. por \$ 23.1 millones y la del grupo formado por Chilgener S.A. y Pacífico Quinta Región S.A. por \$ 15.2 millones. A diferencia de las centrales Puerto y Costanera, en Dock Sud y Pedro de Mendoza no se in-

⁹² Este requisito se incorporó de alguna manera en forma tardía, debido a que se advirtió que podían presentarse situaciones de concentración de poder económico.

corporaron contratos con obligaciones de entrega de energía eléctrica para los adquirentes. Los nuevos operadores podrán decidir libremente el nivel de producción energética y qué destino asignarán a la misma según sus conveniencias.

Para la licitación del sistema de distribución se dividieron dos grandes zonas geográficas en Capital Federal y Gran Buenos Aires y una tercera área comprendida por La Plata y partidos vecinos. Estas zonas serán explotadas por diferentes empresas o consorcios privados.

Frente a la división de la actividad de distribución en SEGBA cabe preguntarse por qué se pensó en dividir a la empresa originariamente en dos o finalmente en tres. ¿Por qué no en más unidades? ¿Es dos un número mágico, o se siguió el ejemplo de la ex-ENTel? La consultora técnica había analizado cuáles eran los costos de la privatización (mayormente medido en términos de tiempo) *vis-a-vis* el número de unidades de negocio a dividir. Estos costos eran similares para uno, dos o tres firmas debido a la relativa facilidad con que se podían identificar los puntos de división de SEGBA, en especial en lo concerniente a las redes de subtransmisión. Más allá de tres particiones, no obstante, requería incrementar el tiempo necesario para poder realizar separaciones viables. Dos unidades de distribución aparecían probablemente como ideal pero finalmente La Plata al estar dentro de la provincia de Buenos Aires y fuera del Gran Buenos Aires se vendió en forma separada.⁹³

El llamado a concurso en la distribución incluyó la venta, sin base, de las acciones representativas del 51% del capital social de las sociedades concesionarias Edenor SA, Edesur SA y Edelap SA, sociedades que incorporaron como activos las instalaciones afectadas a la distribución y comercialización de SEGBA dentro de las áreas de concesión asignadas. También se incluyeron determinados pasivos de dicha empresa. Además, Edenor y Edesur tienen que hacerse cargo por partes iguales de los contratos de compra de energía eléctrica ya mencionados que firmara SEGBA con las centrales Puerto y Costanera.

⁹³ Adicionalmente, una sola unidad de distribución no era bien vista por la mayoría de los inversores interesados, debido a la magnitud del negocio involucrado, a las posibilidades operativas de una buena gestión empresarial, y por supuesto al mayor riesgo asociado al tamaño de la inversión necesaria. Es curioso señalar que en vistas al antecedente internacional más parecido en este tema (la privatización de la distribución en Londres), tampoco se recomendaba la división horizontal, debido a la complejidad técnica y demora de la misma. En este sentido, la forma y la rapidez en que se efectivizó la división de SEGBA Distribución es sorprendente y no reconoce precedentes en empresas de tamaño similar.

Existieron restricciones para la conformación final de la propiedad de estas unidades de distribución. Los consorcistas y el o los operadores de un grupo comprador no podían ser integrantes u operadores de más de una oferta por cada sociedad concesionaria. Y aquellos que deseaban participar en las ofertas de ambas sociedades sólo podían hacerlo bajo la misma conformación en ambas ofertas.

La duración de la concesión en distribución es por noventa y cinco años, con un término inicial de quince años y períodos de diez años al final de cada uno de los cuales se hará un concurso internacional que pondrá en juego el paquete mayoritario de las empresas, y que podrá adjudicarse a la mejor oferta.⁹⁴

El 23/11/92 se modificó el artículo 1 de la resolución SEE 168 (de agosto de ese año), por medio de la resolución SE 117/92 por el cual se incorporaron consideraciones acerca de la calidad del servicio conforme al contrato de concesión⁹⁵. Por otra parte, debido a cuestiones operativas y al corto tiempo en que se desarrolló el proceso, no fue posible dividir la totalidad de los servicios. Es por ello que tanto el Centro de Cómputos como el Centro de Movimiento de Energía han quedado unificados y son propiedad de los adjudicatarios de Edenor y Edesur por partes iguales, quienes podrán tomar sobre ambas empresas la resolución que más satisfaga a sus intereses.

Un total de cinco consorcios presentaron sus ofertas por Edenor, resultando ganador el consorcio Electricidad Argentina SA integrado por: Astra CAPSA (40%), Empresa Nacional de Electricidad, España (10%), Empresa Nacional Hidroeléctrica del Ribagorzana SA (20%), Societé D'Amenagement Urbain et Rural (10%) y Electricité de France (operador, con el 20%). La oferta: U\$S 30,000,000 en efectivo más U\$S 397,972,977 en títulos de deuda considerados a su valor efectivo. Es decir que la operación permitió recuperar aproximadamente 810 millones de dólares de títulos de la deuda a su valor nominal. Los demás oferentes fueron, en orden de mérito de sus ofertas económicas:

1. Compañía Inversora Eléctrica de Bs. As. SA: Sociedad Comercial del Plata SA (26%); Powerfin SA de Bélgica (30%); Pirelli Cables SA y Pirelli Constructora SA (10%); Elecnor de Argentina SA (4%) e Iberdrola SA, el operador de España (30%). Oferta: U\$S 417,101,714.

2. Compañía de Inversiones en Electricidad SA: Techint Cía Técnica Internacional e Inversora Catalinas SA (51%); Houston Industries Inc; Houston Lighting & Power Company y Houston Argentina SA (operador). Oferta: U\$S 361,341,500.

3. Distrilec Inversora SA: Compañía Naviera Pérez Companc SA (40.5%); Distribuidora Chilectra Metropolitana SA - operador - (20%); Enersis SA de Chile (19.5%); Endesa SA de Chile (10%) y el grupo PSI Energy Argentina Inc. y PSI Energy Inc - operadores - (10%). Oferta: U\$S 206,844,442.

4. Fénix del Sur SA: Banco Central Hispanoamericano (17%); Banco de Galicia y Bs. As. (17%); DYCASA SAIC de Argentina (15%); Dragados y Construcciones SA de España (6%) y Unión Eléctrica Fenosa - operador - (45%). Oferta: U\$S 181,543,000.

En Edesur se presentaron un total de cuatro ofertas, resultando ganador el grupo Distrilec Inversora SA (ver conformación accionaria en ofertas de Edenor). La oferta fue de U\$S 30,000,000 en efectivo y U\$S 481,021,021 en títulos a su valor efectivo, lo que equivalía a aproximadamente mil millones de dólares en títulos de la deuda a su valor nominal. También realizaron ofertas por Edesur los grupos:

1. Compañía de Inversiones en Electricidad SA. Oferta: U\$S 501,200,000

2. Compañía Inversora Eléctrica de Bs. As. SA. Oferta: U\$S 420,353,024

3. Fénix del Sur SA. Oferta: U\$S 251,450,000

Mediante el decreto 1507/92, el PEN dispuso la adjudicación del 51% del paquete accionario de Edenor y Edesur, formalizándose el traspaso a los nuevos propietarios el 31/8/92.

En septiembre de 1992 se finaliza el borrador del pliego de bases y condiciones para la venta del 51% de las acciones de Edelap SA, empresa que tiene a su cargo la distribución y comercialización de la energía eléctrica de la sucursal La Plata. El mercado de distribución ofrecido abarca los partidos de La Plata, Brandsen, Magdalena, Berisso y Ensenada. Por medio del decreto 1.795/92, el PEN dispuso la constitución de Edelap,

⁹⁴ La razón de esta decisión se explicará al detallar el modelo de regulación elaborado.

⁹⁵ Se destacan: la exigencia a las distribuidoras de mantener un servicio acorde a las disposiciones de las "Normas de Calidad del Servicio Público y Sanciones" que surgen del contrato de concesión; el requisito de facturar por la energía suministrada y/o servicios prestados los importes que resulten de la aplicación del cuadro tarifario autorizado más los fondos, tasas e impuestos que deba recaudar, debiendo discriminar las contribuciones municipales y provinciales; y la consideración acerca de la facturación estimada solamente debido a casos fortuitos o de fuerza mayor.

aprobando su estatuto societario. El adjudicatario recibió además la central térmica Dique y sus activos, con la obligación de constituir luego una nueva sociedad escindida de la primera, a los fines de la explotación de esta central. Se asumió además un contrato de suministro de electricidad con el comprador de la central térmica San Nicolás.

Cuatro fueron los consorcios que presentaron sus antecedentes, fijándose como fecha para la apertura de las ofertas económicas en el 24/11/92. Resultó ganador la Cía. de Inversiones en Electricidad SA, consorcio formado por Houston Industries Inc., Houston Lighting and Power Co, Houston Argentina - operador - (49%), y Techint Cía. Técnica Internacional SA e Inversora Catalinas SA (51%). La oferta fue de US\$ 5 millones en efectivo y 134 millones en títulos a su valor efectivo, lo que significaba un monto del orden de 268 millones de títulos de la deuda pública a su valor nominal. Los nuevos dueños se hicieron cargo el 18/12/92.⁹⁶ Las otras ofertas fueron hechas por:

1. Inversora Eléctrica del Sur; Iberdrola SA de España (46%); Hidroeléctrica de Cataluña - operador - (20%) y Eléctrica del Plata SA de Argentina (34%). Oferta: US\$ 46,211,000.

2 Interamericana de Energía; Chilgener SA (25%) y Chilectra Quinta Región (75%). Oferta: US\$ 44,153,000.

3 Electricidad de Buenos Aires; Compañía General de Electricidad Industrial de Chile (50%) y Benito Roggio e Hijos SA (50%). Oferta: US\$ 42.616.160.

2. AyE

a. Reestructuración empresarial

Los objetivos empresarios en la gestión de los años 1991/93 eran claros: transformación y privatización de AyE a través de la venta, concesión y transferencia de acti-

⁹⁶ Como hecho anecdótico de esta venta cabe señalar la primera oferta es más de un 200% superior a la segunda. Varias hipótesis se alzaron en aras de dar una explicación a esta sustancial enorme diferencia con la oferta presentada por el grupo Techint/Houston. Una de ellas se basa en que al perder Techint en las otras dos zonas de distribución de SEGBA, este grupo quiso asegurarse una ubicación en este segmento del sector eléctrico y por ende estuvo dispuesto a pagar un sobreprecio. Otras explicaciones se basan en la idea de diferencias en la valuación técnica. Se especulaba que los expertos de Houston dieron un valor de alrededor de US\$ 20 millones por la central Dique, activo por el cual los grupos competidores otorgaron valor cero. Otros arguyen que la diferencia se produjo en estimaciones de crecimiento de la demanda de energía eléctrica superiores a las trazadas por la competencia.

vos y la reconversión y cambio de destino de sus recursos humanos. Esto debía lograrse en plazos cortos (no más allá de julio 1993) mediante una gestión empresarial eficiente sujeta a las restricciones de un buen mantenimiento del servicio, la reducción del déficit operativo y la no conflictividad laboral.

A tales efectos, AyE llevó a cabo un proceso de racionalización cuyos resultados más elocuentes fueron la reducción del déficit operativo y la disminución del personal. Comparado con el déficit de 1991, en 1992 hubo una mejora relativa del 55.4% al pasarse de una pérdida de \$ 379,7 millones a \$ 127,5 millones.

Otros indicadores operativos de gestión muestran tendencias estables o declinantes. La potencia disponible, por ejemplo, disminuyó en un 18.1%, para el período que comprende enero-agosto de 1992 con respecto a 1991. Algo similar ocurrió con la energía generada, que bajó en un 4% para igual período.⁹⁷

Las reducciones en personal alcanzaron cifras importantes, ya que de 11.205 agentes que la empresa tenía en enero de 1991 se pasó a 8.824 antes de la transferencia de la central Alto Valle. Esto significa una disminución del 21.2% a agosto de 1992. El proceso de desafectación de personal a través de programas de retiro voluntario continuó después de esa fecha, involucrando en total a 2.399 agentes a febrero de 1993, cuya antigüedad promedio era de veinte años y cuya indemnización media rondaba los \$ 35,000. El costo total de las indemnizaciones a esta última fecha sumaba \$ 84 millones, suma que fue co-financiada entre la empresa (40%) y el BID (60%). Como se señala más adelante, parte de la reestructuración del personal profesional superior de AyE se realizó en base a la constitución de unidades de negocio privadas.⁹⁸ También en materia de personal se lograron disminuciones importantes en el número de horas extras contratadas. Para el período enero-agosto, esta reducción alcanza al 37.9% cuando se compara 1992 con el año anterior, lo cual tenía un impacto mensual de aproximadamente \$ 600,000 en los gastos de la empresa. Naturalmente, con estos cambios laborales la productividad medida en energía eléctrica generada por agente o en clientes/agente tiene un comportamiento explosivamente ascendente, en especial a partir de enero 1992.

⁹⁷ Se toman las estadísticas hasta agosto de 1992 ya que en septiembre la central térmica Alto Valle ya se encontraba transferida a manos privadas.

⁹⁸ Este mecanismo involucró a un total de 297 agentes.

La racionalización incluyó la venta y/o transferencias de numerosos bienes que se consideraban innecesarios para el estricto manejo empresarial. Al 15 de febrero de 1993 se llevaban vendidos 481 inmuebles⁹⁹, 230 vehículos y materiales varios por un valor total de \$ 17,301,610, cifra que no puede considerarse irrelevante. Estos bienes eran rematados por el Banco Hipotecario y el Banco Ciudad de Buenos Aires, vendidos en forma directa según el decreto 2137 de 1991, o transferidos como parte de pago de los retiros voluntarios. Se estima que aún quedan por venderse inmuebles por un valor estimado de \$ 10,8 millones.

A los fines de conservar el archivo técnico, administrativo e histórico de la empresa se creó una comisión interna para encargarse de este asunto. También se entregaron a distintas provincias estudios correspondientes a emprendimientos en sus respectivas áreas jurisdiccionales a los fines de que éstas decidieran la conveniencia o no de su potencial seguimiento en el futuro.

b. Separación de actividades y transferencias

i. Traspaso a provincias

Por el decreto 696/92 del 27/4/92, el PEN dispuso que Agua y Energía Eléctrica Sociedad del Estado debía, en los términos de la ley sobre transferencias de organismos y funciones nacionales a las provincias¹⁰⁰ transferir a Formosa, La Rioja, Santiago del Estero y Tucumán, todos los bienes, servicios y personal afectados a la distribución de energía eléctrica situados en los respectivos territorios provinciales.¹⁰¹ Las provincias por su parte, debían obligarse a:

- a. Incorporar el personal transferido.
- b. Aceptar los bienes en el estado en que se encuentren.
- c. Compensar con AyE los créditos y deudas relativos a los servicios que se transfieren devengados a la fecha de las efectivas transferencias, y cancelar el saldo dentro del ejercicio 1992.

⁹⁹ Incluye una operación correspondiente a 144 viviendas en la villa turística La Merced y la venta de 100 inmuebles de la central térmica San Nicolás.

¹⁰⁰ Ley 18.586 de 1970.

¹⁰¹ Lo mismo se establecía para los sistemas de riego.

A efectos de implementar estas transferencias, AyE celebró, el 4/6/92, un acuerdo con la provincia de Tucumán mediante el cual esta última se hizo cargo del gerenciamiento de la distribución de energía eléctrica para licitar su privatización en un plazo de ciento veinte días. El 31/12/92, AyE cesó la prestación de sus servicios en esta provincia. Con las provincias de Santiago del Estero, La Rioja y Formosa se comenzaron a gestar acuerdos similares y las transferencias ocurrieron en el primer trimestre de 1993. Los cuadros III-2 y III-3 muestran las dimensiones de las transferencias de los servicios de distribución y riego a las provincias. En Chubut, no se lograron a la fecha acuerdos para la transferencia del servicio de riego y el caso se tramita ante la Corte Suprema de Justicia, ya que AyE había decidido dejar de prestar el mismo.

CUADRO III-2
Sistemas de distribución transferidos a provincias
(Agua y Energía Eléctrica)

Provincia	Cantidad de usuarios	Demanda de energía GWh/año	Líneas media Tensión en Km	Personal ocupado	Facturación anual en pesos (millones)
Tucumán	215,000	868.7	3,934	581	49.29
La Rioja	35,200	214.7	508	233	12.27
Formosa	57,300	223.7	1,100	290	12.39
Sgo. del Estero	98,500	272.5	5,800	525	16.68
Total	406,000	1,579.6	11,342	1,629	90.63

Fuente: Agua y Energía (1993).

CUADRO III-3
Sistemas de riego transferidos a provincias
(Agua y Energía Eléctrica)

Provincia	Superficie regada has	Km de canal	Personal ocupado	Cantidad de usuarios
Río Negro	106,400	1,500	320	10,400
Sgo. del Estero	108,000	575	144	8,000
La Rioja	6,800	301	84	5,600
Chubut	21,200	416	39	2,314
Total	242,400	2,792	587	26,314

Fuente: Agua y Energía (1993).

ii. Venta al sector privado

El proceso de transferencia de unidades de negocio al sector privado, por su parte, comenzó con la venta de la central térmica de Alto Valle (95 MW). En agosto de 1992 se procedió a la apertura de sobres, donde cuatro consorcios presentaron ofertas siendo la mejor la presentada por el consorcio integrado por Dominion Energy Inc. (60%), Dominion Generating SA, Dominio Management Argentina SA, Alto Valle Holding SA y la Cooperativa Provincial de Servicios Públicos y Comunitarios de Neuquén Ltda. por un valor de U\$S 22,150,368 por el 90% de las acciones. Por medio del decreto 1.559/92 el PEN aprobó la adjudicación de esta central a sus nuevos dueños (26/8/92), situación que en un principio se había visto demorada debido a un recurso legal por parte de la provincia de Neuquén. En Alto Valle se da el caso de la primera cooperativa que pasa a ser propietaria de una central de generación en las unidades privatizadas. Participaron también de la licitación de Alto Valle:

1. CAPSA Exploradora SA y Compañías Asociadas Petroleras SA; Westinghouse Electric Inc. (operador). Oferta: U\$S 17,861,000.

2. Benito Roggio e Hijos SA; Pluspetrol SA; Ingeniería Tauro SACIF; Invertrad SA; The Exxel Group SA; The Argentine Private Equity Fund I L.P. y Alto Paraná SA (operador). Oferta: U\$S 14,100,000.

3. Iberdrola. Oferta: U\$S 12,840,000.

La segunda privatización de AyE llegó por medio de la resolución SEE 99/92 por la cual se dispuso la constitución de Central Térmica Güemes SA (225 MW). El llamado a concurso público nacional e internacional se realizó mediante la resolución 727/92 del MEyOSP. Por esta última, se estableció que el concurso por el 60% de las acciones sería sin base y que el precio será pagadero en U\$S y en títulos de la deuda pública. La apertura de sobres se debía hacer a fines de marzo de 1992 pero se efectivizó recién en septiembre de 1992, resultando ganador Powerco SA, consorcio integrado por Duke Güemes Inc. (25%), Sociedad Comercial del Plata SA (25%), Iberdrola SA (20%), The Argentine Investment Co-Cayman Island (15%), y TCW Americas Development Association LP (15%). La oferta del grupo ganador se integró con U\$S 10 millones en efectivo -precio base exigido por el pliego- y U\$S 76,255,268 en títulos de deuda interna y externa (hubo sólo otra oferta correspondiente a Elecnoa SA por U\$S 52,3 millones, grupo integrado por Inversora Patagónica SA, Acindar, Inter Rfo Holding Establishment y Citicorp Equity Investment SA y Skodaexport SA como operador). El grupo ganador, cuya oferta excedió en un 30% al del grupo competidor, deberá, de acuerdo al pliego, construir una línea de alta tensión entre la central y la localidad de Cevil Pozo (Tucumán), lo que permitirá la conexión con el SIN.¹⁰² La toma de posesión se realizó el 30/9/92. El 30% de las acciones serán ofrecidas en el mercado por el Estado, mientras que el 10% restante quedará asignado al PPP.

La central Sorrento SA (226 MW) es una sociedad creada inicialmente por la resolución SEE 124/92.¹⁰³ En septiembre de 1992 se encontraban en preparación los pliegos. Un mes más tarde se concretó el llamado a concurso por la resolución 1199/92. El concurso fue sin base y el precio era pagadero en efectivo y en títulos de deuda pública. Resultaría ganador quien ofreciera la mayor cantidad de títulos por encima del mínimo fijado para la adjudicación del 90% del paquete accionario. Se fijó el monto mínimo de efectivo en U\$S 5 millones. La preadjudicación se trasladó del 14/12 al 21/12/92 a raíz de una observación formulada por la SIGEP a la valuación de los bienes de la central realizados por el BANADE. Ese día se conoció que el grupo ganador, integrado por el con-

¹⁰² Inversión estimada en unos diez millones de dólares.

¹⁰³ La misma fue modificada por la resolución 134/92 y nuevamente alterada por la resolución 111/92, que adecuó lo dispuesto respecto de los futuros aumentos de capital de Central Sorrento SA a los porcentajes de participación en el capital social de cada clase accionaria establecidos mediante la resolución 134/92.

sorcio Malvicino SA (18%), IATE SA (18%), Eleprint SA (4%) y Argón SA (60%) con una oferta total de U\$S 8,8 millones por el 90% del paquete accionario. La oferta perdedora involucró al grupo formado por Ormas SA; SOINCO SA y la Federación Argentina de Trabajadores de Luz y Fuerza que ofrecieron un total de U\$S 5,5 millones.

La central térmica San Nicolás (650 MW) se constituyó en una unidad de negocio creada por la resolución SE 148/92 y su modificatoria, la resolución 111 de noviembre de 1992 que adecuó lo dispuesto respecto de los futuros aumentos de capital de la Central San Nicolás SA a los porcentajes de participación en el capital social de cada clase accionaria establecidos mediante la resolución 148/92. En septiembre de 1992 se encontraban en preparación los pliegos y enseguida se proyectó la puesta en venta para octubre. También se aprobaron los textos de dos contratos. Uno, el que se celebraría entre esta empresa e YPF, con relación al suministro de carbón que utiliza esta central como combustible. El otro, es el compromiso por el cual el futuro operador tendrá dos contratos de venta de energía eléctrica, uno con ESEBA y otro con Edelap SA. El llamado a concurso se realizó en octubre mediante la resolución 1200/92. Se preveía entregar la central el 30/9/92 por un monto mínimo en efectivo de U\$S 10 millones, siendo el ganador el que ofreciera la mayor cantidad de títulos de deuda interna y externa por encima del precio mínimo fijado. La fecha de la apertura de las ofertas se pospuso al 15/12, fecha en que el grupo Inversora del Rosario (consorcio formado por Sade, Endesa y AES), desistió en formular su oferta. Cabe aclarar que fueron los únicos calificados. Ante estos hechos se fijó nueva fecha para apertura de sobres, y el 22/3/93 presentaron antecedentes cuatro consorcios [Invener SA junto a Skodaexport como operador; Inversora Eléctrica San Nicolás integrada por Sideco Americana, Macri, y Sivens; Inversora de San Nicolás formada por AES -operador- (81%) y Ormas (19%); y Endesa de España]. Finalmente, el 88% de las acciones¹⁰⁴ fueron adjudicadas a Inversora de San Nicolás por U\$S 66.1 millones. La segunda mejor oferta correspondió a Invener y Openba por U\$S 33 millones seguido por el grupo Inversora Eléctrica San Nicolás que ofreció U\$S 30 millones. Endesa finalmente no presentó oferta alguna.

Mediante la resolución SEE 82/92, se determinó que las centrales Salta, Palpalá, San Pedro, Independencia, Sarmiento, La Banda, Frías, Catamarca y La Rioja Nueva

constituyeran una unidad de negocio bajo el nombre de Centrales Térmicas del Noroeste SA (297 MW). Por medio de la resolución 1357/92 el MEyOSP llamó a concurso internacional sin base, previéndose la toma de posesión en febrero de 1993. La fecha de traspaso se fijó finalmente para el 12/3/93, día en que el consorcio encabezado por la Federación Argentina de Trabajadores de Luz y Fuerza se adjudica la unidad de negocio. La oferta fue de \$ 15,200,251 por la propiedad del 90% de las acciones, superando a la segunda propuesta de \$ 9,775,000 ofertada por José Cartellones Construcciones Civiles SA y Gasco SA. Benito Roggio y Ormas ofrecieron \$ 5,755,000 y en último lugar IATE con \$ 4,047,000. Junto a la Federación de Luz y Fuerza, que posee el 40% de la participación en el consorcio ganador están las empresas Giacomo Fazio, Horizonte, y Atahualpa, con el 15% cada una. Es interesante señalar que esta unidad es la primera en que representantes laborales acceden a la propiedad mediante el proceso de licitación pública. La venta de esta unidad incluye una deuda laboral de casi U\$S 1 millón y además los adjudicatarios deberán construir una línea de transporte de 132 Kv entre El Bracho (Tucumán) y Río Hondo (Santiago del Estero).

Mediante la resolución 112/92 se crea la unidad de negocio Centrales Térmicas del NEA SA (240 MW) formada por las centrales Goya, Santa Catalina, Corrientes, Barranquera y Formosa. El 90% de las acciones fue adjudicada a la empresa IATE SA (junto a Skodaexport como operador), quien ofertó U\$S 400,000. Benito Roggio e Hijos SA fue precalificado pero finalmente no presentó oferta alguna.

En diciembre de 1992 se encontraban en preparación los pliegos para la venta de las centrales de Luján de Cuyo, Los Nihuales I, II y III, y Cruz de Piedra, bajo la unidad de negocio llamada Hidrotérmica Mendoza SA. La potencia total instalada de estas centrales asciende a 549 MW, abasteciendo la demanda de toda la provincia de Mendoza y generando excedentes exportables al SIN. A mediados de 1993 se decidió sin embargo separar la venta de las unidades térmicas (Luján de Cuyo y Cruz de Piedra) de las hidroeléctricas (Los Nihuales). El 90% del paquete accionario de Centrales Térmicas de Mendoza SA será ofrecido en licitación pública, mientras que el 10% restante se adjudicará a través del PPP. Resta definirse aún la forma final de transferencia de Los Nihuales.

Las centrales térmicas Patagónicas (263 MW) constituyen otra unidad de negocio formadas por las centrales Rivadavia, Puerto Madryn y Pico Truncado I y II. Se ven-

¹⁰⁴ El 12% restante se destinó al PPP.

de el 90% de las acciones, de las cuales 51% se ofrecieron en licitación pública y el 39% restante se da a opción de compra a las provincias donde están emplazadas las centrales. El 10% restante se destina a los trabajadores a través del PPP. El consorcio liderado por la federación de sindicatos de Luz y Fuerza, FATLYF (33.34%) junto a IATE (33.33%) y Eleprint (33.33%), se adjudicó el 51% de esta unidad de negocio el 29 de julio de 1993 al ofrecer U\$S 5,200,000. Le siguieron en ofertas el grupo Soinpa SA, encabezado por CG Argentina (39%), con U\$S 4,104,000 y el consorcio Coinfat SA, liderado por Cartellone Construcciones Civiles SA (90%), con U\$S 1,400,000.

Para la venta de las centrales térmicas del Litoral (94 MW) se determinó que si el precio ofrecido era menor al millón de dólares estadounidenses el pago debería hacerse en efectivo. Además el ganador debía hacerse cargo de una deuda con el personal equivalente a U\$S 767,000 y de un contrato de suministro de ocho años con la Empresa Provincial de Energía de Santa Fe. Un solo oferente se presentó a la licitación en julio de 1993, el grupo formado por FATLYF (30%), Malvicino (14%), IATE (14%), Eleprint (14%), Argon (14%) y Tecsá (14%), presentando una oferta de U\$S 510,000. Este fue el primer caso donde la SE anuló la licitación debido a que la oferta presentada estaba por debajo del nivel de la valuación oficial de la unidad de negocio. Un nuevo llamado estaba previsto para el último cuatrimestre de 1993.

Restan otras centrales de generación pertenecientes a AyE, las cuales se encontraban en proceso de venta al momento de escribirse este libro. El listado de las mismas puede verse en el cuadro III-1.

A la luz de la experiencia de AyE y las políticas anteriores de provincialización, cabe preguntarse por qué la transferencia lisa y llana de todas las actividades de las empresas nacionales a las provincias no era una alternativa generalizada que se considerara viable. Existen dos motivos principales. En primer lugar, se creía que la efectivización de los principios referidos al traspaso de propiedad a manos privadas se verían altamente comprometidos. En segundo término, e igualmente importante, este traspaso no podía de manera alguna ser gratuito, dada la injusticia que hubiera significado el no reconocer a la Nación como la aportadora de los fondos que permitieron la construcción de estos emprendimientos nacionales en el pasado.

La ley de Reforma del Estado, no obstante, preveía que las provincias tuviesen participación en las privatizaciones nacionales toda vez que se tratase de instalaciones lo-

calizadas en jurisdicciones provinciales.¹⁰⁵ En la práctica, si bien no todos los estados provinciales tuvieron una participación activa, es de destacar la fuerte actividad de las provincias sur-patagónicas en lo referente a la conformación de su mercado y la red de distribución troncal; Mendoza en la transferencia de centrales hidroeléctricas de AyE y Río Negro y Neuquén en la privatización de Hidronor. En otros casos, se podría decir que las provincias no mostraron mucho interés ni para recibir ni para encarar por sí mismas la privatización de eventuales unidades de negocio surgidas de AyE.

3. Hidronor

a. Gestión previa a la privatización

Al final de 1991 Hidronor gozaba de buena salud patrimonial, y además había arrojado ganancias por un valor equivalente a U\$S 34,6 millones. Esto se compara favorablemente con los dos años inmediatos anteriores en donde los ingresos de la empresa no cubrieron la suma de los costos de operación y mantenimiento, regalías e impuestos. En valores constantes, los ingresos de Hidronor se multiplicaron por 1.6 de 1990 a 1991 y volvieron a aumentar en un 50% en 1992. Mientras que en 1991 el efecto se debió tanto a un aumento de la tarifa real percibida como del aumento de la generación, en 1992 la diferencia surge solamente de un aumento en la tarifa cobrada que pasó de 30.7 mills por kWh a 45.8 mills por kWh.

La rentabilidad de la empresa calculada sobre la base tarifaria prevista en su contrato de concesión¹⁰⁶ se mantuvo en un promedio superior al 6% en los últimos tres años de gestión (1990-92).¹⁰⁷ Estas cifras muestran una comparación favorable respecto al mismo indicador cuyos valores fueron negativos en 1988 y 1989¹⁰⁸ (-0.2% y -4.6% respectivamente) y en promedio equivalentes a sólo 0.85% en el período 1981-87 (ver cua-

¹⁰⁵ Art. 11 de la ley 23.696 de 1989.

¹⁰⁶ Hay que recordar que en dicho contrato el Estado se comprometía a garantizar una rentabilidad del 8%, situación que a partir de 1981 nunca se cumplió. La misma empresa estima que en concepto de "este defecto de beneficio" el Estado le debía aproximadamente U\$S 2.200 millones al 31/12/91.

¹⁰⁷ Parte de este incremento de la rentabilidad se explica por la exención de impuestos a los activos y otros cargos impositivos (por ser una empresa sujeta a privatización).

¹⁰⁸ Cabe aclarar, sin embargo, que en 1989 el causal mayor de la rentabilidad negativa se explica por las elevadas erogaciones que, en concepto de regalías e impuestos, Hidronor debió pagar a las provincias luego de que la Corte Suprema de Justicia fallara a favor de estas últimas por lo adeudado años anteriores.

dro I-20, en el capítulo 1). El personal de Hidronor fue reducido en un 15,3% en los últimos dos años, para llegar a una cifra total de 1320 agentes a mitad de 1993.¹⁰⁹

En 1992, servicios complementarios que brindaba Hidronor y que no correspondían a su actividad principal (escuela, hospital, etc.) fueron transferidos a la provincia de Neuquén. Dichas transferencias contribuyeron también a la reducción de personal por un total de ochenta trabajadores. Esto tiende a mostrar que la reestructuración previa a la privatización fue positiva, es decir, la empresa tuvo un par de años para prepararse y estar en mejores condiciones de ser ofrecida al sector privado.

En cuanto a las cifras de inversiones, las mismas no se detuvieron como consecuencia de la política de transformación. Terminar la obra de Piedra del Aguila era prioridad dentro de la estrategia de garantizar el normal abastecimiento de una demanda que venía creciendo a ritmo acelerado. En 1990 se invirtieron U\$S 457,7 millones, el valor más alto desde 1978. En 1991 y 1992 estas cifras disminuyen a U\$S 378,8 millones y U\$S 295,0 millones respectivamente, todavía superiores al promedio de los últimos quince años (U\$S 254,2 millones).¹¹⁰

b. Separación horizontal y venta al sector privado

La privatización de Hidronor se planteaba como una tarea más complicada que las transferencias de SEGBA y AyE. No sólo por las cuestiones técnicas inherentes a la explotación de centrales hidroeléctricas que requieren una coordinación en el uso del recurso natural sino también por la mayor resistencia política y económica que tal venta podía suscitar. Hidronor poseía la concesión para construir y explotar las obras de los complejos El Chocón-Cerros Colorados, Alicopá y Limay Medio, sobre los ríos Limay y Neuquén en las provincias de Río Negro y Neuquén.¹¹¹ También Hidronor fue autorizada a operar las líneas de transmisión que unían sus centrales con el SIN.

En el establecimiento de dicha concesión se crearon mecanismos para financiar los capitales necesarios para ejecutar los emprendimientos. Así es que se estableció un

¹⁰⁹ Según cálculos realizados por el interventor Hevia, la cantidad ideal de personal rondaría los 1250 agentes.

¹¹⁰ Estas cifras están expresadas en dólares de abril de 1991.

¹¹¹ Concesión otorgada por la ley 17.574 de 1968 y sus modificatorias, la ley 20.050 de 1972 y la ley 23.411 de 1986. Cabe recordar que la Nación estaba autorizada a concesionar los recursos hidroeléctricos de cursos de agua público superiores a 300 kW a través del artículo 14 de la ley 15.336.

fondo especial llamado Fondo El Chocón-Cerros Colorados y Alicopá por el cual se recargaba un 5% a la venta de energía eléctrica sobre todos los consumidores finales del país. Recursos de otros fondos, como así también uso de endeudamiento, capital circulante y aportes directos del Tesoro Nacional, contribuyeron a financiar las obras de Hidronor.

Entre las ventajas concedidas a Hidronor, se contaban exenciones impositivas a las ventas y a los aranceles de importación para los insumos de capital (tanto para Hidronor como para sus empresas contratistas), garantías estatales para los préstamos y tasa de rentabilidad asegurada del 8% sobre los bienes puestos en servicio.¹¹² Las provincias del Comahue, por su parte, gozaban de una tarifa especial reducida y prioridad en el suministro de potencia y energía eléctrica. Con respecto al manejo de aguas, se exigía que los diferentes embalses aseguraran un volumen de retención necesarios para reducir las máximas crecidas previsibles, protegiendo las actividades aguas abajo. También se pedía asegurar las prioridades de provisión de agua para consumo y necesidades de riego e industria.

La explotación de los recursos hídricos del Comahue para la generación eléctrica se caracterizó por frecuentes problemas entre el Estado Nacional y las provincias en donde se localizan estos recursos. La naturaleza de la mayoría de estos problemas se encontraban sin resolución con anterioridad a la privatización de la empresa. Las cuestiones centrales pasaban por temas tales como la definición de la erogación de caudales, el mecanismo fiscalizador para la seguridad de presas, la determinación de líneas de ribera, la construcción de obras de defensa, la implementación de redes de alerta, y otros aspectos ambientales. La privatización sacó a la luz estos problemas ya existentes, y contribuyó (como efecto secundario) a que muchas de estas cuestiones encontraran mecanismos alternativos de solución.

Por otro lado, las provincias percibían que sus intereses económicos podían ser afectados si cambiaban los montos efectivos asociados a las regalías hidroeléctricas. Si bien las regalías deberían reflejar la retribución al recurso natural por la ejecución de un determinado emprendimiento hidroeléctrico evaluados en forma individual para cada

¹¹² En la práctica, el Estado no aportó la diferencia toda vez que la rentabilidad de la empresa cayó por debajo de este nivel.

proyecto, en el esquema centralizado anterior a la ley 24.065 de 1992 se determinó un porcentaje fijado por ley en forma global para todos los emprendimientos, independientemente del análisis individual correspondiente. Ese porcentaje, que inicialmente era del 5% sobre las ventas, fue elevado por ley al 12%¹¹³, sin corresponder a criterios de racionalidad económica.

El 22 de febrero de 1993 se dio a conocer el decreto presidencial¹¹⁴ por el cual se crean cinco unidades de negocio de generación hidroeléctrica surgidas de Hidronor. Para cada una de estas unidades, se crearon sociedades anónimas que requerirán un contrato de concesión para la explotación de la generación en los emprendimientos existentes. Se aclara en este mismo decreto que el otorgamiento de la concesión en este tipo de generación se funda en la necesidad de administrar el uso del recurso hídrico y no en la regulación económica de la actividad. Tres de estas sociedades corresponden a centrales en operación mientras que una central está en sus tramos finales y la restante en etapa de construcción.

Las nuevas sociedades creadas a partir de Hidronor son:¹¹⁵

Unidad	Nombre del salto/s y ubicación
Alicurá	Alicurá / río Limay
Chocón	Chocón y Arroyito / río Limay
Cerro Colorado	Planicie Banderita / río Neuquén
Piedra del Aguila	Piedra del Aguila / río Limay
Pichi Picun Leifú	Pichi Picun Leifú / río Limay

De cada una de estas unidades el Estado vende el 100% de las acciones, divididas en clase A, B y C. El paquete controlante conformado por 51% de acciones clase A y 8% clase B se vende a través de subasta pública nacional e internacional a un grupo que posea un operador calificado, mientras que el 39% de las acciones denominadas clase B es puesto para la opción de compra a las provincias de Río Negro y Neuquén. Si las provincias no acceden a dicha opción de todo el paquete —al que pueden acceder canjean-

do los bonos denominados Bocon de proveedores y bonos hidrocarbúferos por la porción de acciones que les interese— es posible que el remanente se coloque en el mercado de capitales. Hasta tanto se vendan estas acciones, la SIGEN actuará como representante del Estado. El 2% restante de acciones (clase C) está destinado a los empleados de acuerdo al programa de propiedad participada (PPP).

Existen algunas restricciones en el traspaso de acciones. Todas las acciones son indivisibles y las de clase A no pueden ser transferidas ni dadas en usufructo durante los primeros cinco años a partir de la fecha de toma de posesión sin la autorización de la SE. Tampoco esta clase de acciones puede ser prendada o dada en garantía de manera alguna sin aprobación previa de la SE. Las acciones clase C, por su parte, podrán ser convertidas en clase B una vez que su pago haya sido completado. Si bien el PPP en el caso de Hidronor sólo incluye el 2% del paquete accionario, los empleados de las nuevas sociedades gozarán de beneficios adicionales a través de los llamados Bonos de Participación para el Personal que emitirá cada sociedad de manera tal de distribuir el 0.5% de las ganancias líquidas y realizadas, después de impuestos.

En cuanto al funcionamiento interno de estas nuevas sociedades, existen decisiones que no pueden ser tomadas por simple mayoría en asamblea de accionistas. Para las decisiones de prórroga, reconducción, oferta pública o retiro de la cotización de acciones se pide el 80% de los votos. Igual porcentaje es requerido para el cambio fundamental del objeto de la sociedad, la reintegración total o parcial del capital, las fusiones o escisiones y la rescisión o resolución del contrato de concesión. Las reformas de estatutos, asimismo, deberán contar con la aprobación previa de la SE.

Antes del traspaso a manos privadas, fue fijado un plazo de seis meses a partir del 22/2/93 para que la SE establezca los pasos necesarios y la secuencia para que las sociedades estén en condiciones de operar en forma independiente. En la búsqueda de armonizar la operación a través de unidades independientes de generadores hidroeléctricos, la SE fue facultada para constituir una fundación que administrará el Fondo de Reparaciones. Esta fundación estará integrada por todas las sociedades titulares de concesiones para la generación hidroeléctrica constituidas o que se constituyan en el marco de las privatizaciones no sólo de Hidronor sino también de AyE. El Fondo de Reparaciones estará integrado por aportes de estos concesionarios con la finalidad de sufragar aquellos gastos necesarios para preservar o restituir las condiciones de seguridad de los aprovecha-

¹¹³ Ley 23.164 de 1984.

¹¹⁴ Decreto 287.

¹¹⁵ Por el mismo decreto 287 se deja sin efecto la autorización que tenía Hidronor para explotar los aprovechamientos hidroeléctricos de Michihuao y Pantanitos.

mientos hidroeléctricos cuando éstos puedan ser alterados por riesgos o eventos que los concesionarios no estén obligados a asegurar.

Los pliegos de licitación con los contratos de concesión respectivos se conocieron en abril de 1993. La apertura de los sobres con las ofertas económicas fue prevista para principios de julio de ese año, en forma escalonada, empezando por Alicurá, luego Cerros Colorados al día siguiente y un día más tarde El Chocón. Para el último cuatrimestre de 1993 está prevista la transferencia de las dos unidades restantes.

El 6 de julio de 1993 se conocieron las ofertas económicas por la concesión de treinta años para la operación de la central Alicurá (1000 MW). El grupo SEI y Asociados de Argentina SA, formado por Southern Electric Company Holding Inc. (80%), la Asociación de Electricidad SA (14%), 17 de Abril SA (5%) y Resource Development Consultant (1%) se adjudicó el paquete ofertando U\$S 177,999,771. Los operadores son las empresas Southern Electric Co. Operadora de Argentina SA, la Georgia Power Co. y la Southern Electric International. Las otras ofertas fueron:

1. Hidroinvest, consorcio liderado por ENDESA de Chile.
Oferta: U\$S 123,375,639.
2. Hidarsa, grupo liderado por ENDESA de España.
Oferta: U\$S 68,414,774.
3. Hidroneuquén, consorcio liderado por Duke de Estados Unidos.
Oferta: U\$S 66,126,501.
4. Patagonia Holding, grupo liderado por Dominion Inc. de Estados Unidos. Oferta: U\$S 23,753,000.

Es notable la dispersión de ofertas, revelando diversidad en la ingeniería financiera y en las evaluaciones del negocio. Cabe recordar que el contrato de concesión de Alicurá prevé la transferencia de pasivos por un monto equivalente a U\$S 184,100,000, de los cuales U\$S 120 millones pertenecían al Banco Nación y fueron canceladas al día siguiente de la transferencia, U\$S 53,800,000 corresponden al Tesoro Nacional y el resto es un pasivo con la DGI. El consorcio ganador además debe aportar U\$S 5,940,000 para obras de protección contra inundaciones, U\$S 20 millones a la AIC y U\$S 4,800,000 al Fondo de Reparaciones.

Un día siguiente a la apertura de sobres de Alicurá se conocieron los ganadores de la concesión de la unidad Cerros Colorados SA (450 MW). El consorcio Patagonia Holding, formado por Dominion Generating (85%) y Louis Dreyfus Argener SA (15%), con una oferta económica de U\$S 72,623,232 lideró el lote de concursantes. Además de esta oferta el consorcio asumió el pago de U\$S 15 millones por aporte a la AIC, U\$S 2,150,000 de aporte al Fondo de Reparaciones, U\$S 5,320,000 para obras de protección contra inundaciones, U\$S 5,110,000 por pago de deudas impositivas y un pasivo de U\$S 87 millones correspondiente a deudas que tenía Hidronor con el Banco Nación Argentina. Esta última deuda fue cancelada en forma inmediata por el consorcio ganador. Las otras ofertas realizadas por Cerros Colorados fueron las siguientes:

1. SEI, liderado por Southern Electric. Oferta: U\$S 64,199,946.
2. Electrigal, comandado por Electricité de France.
Oferta: U\$S 56,508,000.
3. Hidroneuquén, encabezado por Duke. Oferta: U\$S 51,111,123.
4. Hidroinvest, liderado por ENDESA de Chile.
Oferta: U\$S 47,500,121.
5. Hidarsa, formado principalmente por ENDESA de España y RWE de Alemania. Oferta: U\$S 44,897,774.

Para la unidad El Chocón SA (1320 MW), el 8 de julio de 1993 se abrieron los sobres que contenían las ofertas económicas. El ganador fue el consorcio de Hidroinvest, conformado por ENDESA de Chile (55%), CMS Generation SA (30%), BEA Inversora SA (8%) y Sawgrass Limited (7%), que ofreció U\$S 223,997,576. Además, este grupo debe abonar U\$S 26 millones para la AIC, U\$S 1,820,000 para obras de sistematización y protección contra inundaciones, U\$S 6,250,000 al Fondo de Reparaciones y U\$S 14,800,000 a la DGI (Dirección General Impositiva). Se asumieron pasivos con el Banco Nación Argentina por U\$S 173 millones y con el Tesoro Nacional por U\$S 83,100,000.

El operador de la unidad del Chocón será la propia ENDESA, que ya está a cargo también de Central Costanera, donde tiene el 24% del capital accionario total.

Las otras ofertas incluyeron a los siguientes grupos:

1. Hidroneuquén, conformada por Duke y Transalta.
Oferta: U\$S 151,159,999.

2. SEI, encabezada por Southern Electric. Oferta: U\$S 127,999,721.

El paquete de 39% de las acciones clase B que fue ofrecido a las provincias de Río Negro y Neuquén fue, a la fecha de publicación de este libro, parcialmente transferido. Neuquén utilizó los títulos BOCON que le fueran asignados por regalías eléctricas y otros títulos por regalías hidrocarburíferas para comprar el 29.9% de las acciones clase B de la unidad de El Chocón, el 39% de las acciones de la misma clase de Cerros Colorados y el 19.5% de las acciones respectivas de Alicurá. En total, Neuquén erogó U\$S 220,327,663 en títulos para estas operaciones. La provincia de Río Negro tiene un plazo de 120 días a partir de la fecha de la venta de las centrales para decidir si va ejercer la opción de compra. De no hacerlo, se estimaba que Neuquén estaría interesada en comprar todo el remanente de acciones clase B de estas tres centrales.

El proceso de venta de Hidronor se continúa con el ofrecimiento de las unidades de Piedra del Aguila SA (1400 MW) y la presa Pichi Picun Leufú (252 MW). Hacia mediados de 1993, ambos emprendimientos estaban inconclusos, sólo habiendo entrado en funcionamiento una máquina de Piedra del Aguila de 350 MW de potencia.

Hay que recordar que rigen limitaciones de propiedad (un mismo grupo no puede controlar más del 10% de la potencia nominal instalada) para evitar la concentración de la oferta eléctrica. Quien se quede con Alicurá o con Cerros Colorados, por ejemplo, no podrá controlar El Chocón. Los lineamientos concernientes a la regulación surgida de estos contratos son tratados con detalle en el capítulo cuatro.

4. La actividad del transporte

En la privatización del sistema de transporte de energía eléctrica en alta tensión el gobierno llamó a concurso público internacional para la transferencia y otorgamiento en concesión de los servicios de transporte eléctrico integrados por las líneas y subestaciones de 500 kV del SIN pertenecientes a Hidronor, AyE y SEGBA.

Se definió como Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión (STEEAT) al conjunto de instalaciones de transmisión, de tensión igual o superior a

220 kV, que incluye el equipamiento de compensación, transformación, maniobra, control y comunicaciones, tanto el existente como el que se incorpore como resultado de ampliaciones efectuadas en los términos del Reglamento de Acceso, destinado a la actividad de transportar energía eléctrica entre regiones eléctricas.

El Sistema de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal (STEEDT) es el conjunto de instalaciones de transmisión en tensión igual o superior a 132 kV y menor a 400 kV, destinadas a vincular eléctricamente en el ámbito de una misma región eléctrica a los generadores, distribuidores y grandes usuarios, entre sí, con el STEEAT o con otros STEEDT. Las instalaciones mencionadas incluyen el equipamiento de compensación, transformación, maniobra, control y comunicaciones, tanto el existente como el que se incorpore como resultado de ampliaciones efectuadas en los términos del Reglamento de Acceso.

La operación del STEEAT está a cargo de Transener SA, en régimen de exclusividad pero sujeto a las pautas fijadas por su contrato de concesión y a las regulaciones a las que está sometida la actividad del servicio público de transporte de energía eléctrica.

Además de estos dos sistemas (STEEAT y STEEDT) conviven en la actividad del transporte de energía eléctrica las empresas provinciales y los denominados transportistas independientes, que son los propietarios y operadores de instalaciones de transporte que poseen una licencia técnica otorgada por Transener en los términos del Reglamento de Acceso. Estos transportistas independientes ponen a disposición sus instalaciones en una especie de carácter de "subcontratistas" de las concesionarias del transporte, sin adquirir por ello la calidad de agente del MEM.

a. Transener

El consultor económico-financiero y el consultor legal para esta actividad presentaron en septiembre de 1992 la documentación correspondiente para llevar a cabo la privatización del sistema de transporte. Cabe destacar que la configuración de unidades de negocio no es sencilla en esta área debido a la fuerte interrelación de la forma de privatizar con el régimen regulatorio elegido (en especial el sistema de precios y los mecanismos de expansión de la capacidad).

Transener SA está constituida por la red troncal de alta tensión en 500 kV más algunas extensiones de líneas de 220 kV. Globalmente, el sistema está integrado por 6867

km de líneas de 500 kV, 284 km de 220 kV doble terna y por 27 estaciones transformadoras y/o de maniobra. La división sur de la red está destinada principalmente al transporte masivo de la electricidad generada en el Comahue al mercado de consumo. Ello se realiza a través de tres líneas de gran longitud fuertemente compensadas, que requieren frecuentes conexiones y desconexiones para adecuar la capacidad de transporte a las necesidades del momento. La división norte, por su parte, interconecta regiones originariamente abastecidas con parques de generación propios e intercambia potencias en general inferiores a su capacidad.

Transener se transfiere con un contrato de concesión que contiene un régimen remuneratorio específico, un régimen de calidad de servicios y sanciones, y los valores aplicables al primer período tarifario. Las condiciones de este contrato son objeto de análisis en el capítulo siguiente referido al marco regulatorio.

En noviembre de 1992 el PEN llamó a concurso público internacional, sin base, para la venta del 65% de las acciones de la sociedad concesionaria Transener, fijándose en US\$ 30 millones el monto de efectivo mínimo a integrar y el resto en títulos de deuda externa e interna en competencia abierta. Al ganador le será adjudicado el paquete mayoritario correspondiente al 51% de acciones clase A más 14% de acciones clase B. El resto del paquete de acciones clase B (25%) será vendido oportunamente por el Estado, mientras que el 10% remanente se transferirá en el régimen del PPP entre el personal que se transfiere a Transener y a empleados de Cammesa (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico SA). Mientras las acciones clase B son de libre disponibilidad, el grupo controlante de las acciones clase A no puede transferir las mismas por un período de cinco años. Pasado ese tiempo, deberá solicitar autorización al ENRE para eventuales transferencias. El grupo controlante de este paquete mayoritario conformado por las acciones clase A, no podrá tener participación mayoritaria en las sociedades que tengan a su cargo actividades de generación o distribución de energía eléctrica o revistan el carácter de gran usuario. Como garantía de ejecución de las obligaciones asumidas por Transener, las acciones clase A serán retenidas como prenda por el Estado. Esta garantía puede ser ejecutada ante los siguientes casos:

a. Incumplimiento de las limitaciones impuestas al régimen societario y operativo de Transener (artículos 14 y 15 del contrato de concesión).

b. No observación de las leyes y normas y principios del derecho administrativo argentino que rigen para el contrato de concesión (art. 38 del contrato).

c. Incumplimiento en forma reiterada y observada por el ENRE de sus obligaciones contractuales sustanciales.

d. El valor acumulado de las sanciones durante un período de doce meses corridos supera el 5% de los ingresos.

e. Una línea de interconexión haya quedado fuera de servicio por más de treinta días.

f. Un equipo de conexión haya quedado fuera de servicio por más de treinta días sin que Transener provea una alternativa de alimentación.

g. Los tenedores de las acciones clase A graven o permitan que se graven las acciones prendadas.

h. Los tenedores de las acciones clase A dificulten la venta de este paquete mayoritario al finalizar el período de gestión.

i. La asamblea de Transener apruebe en forma definitiva y sin autorización del ENRE una reforma en los estatutos de la sociedad o una emisión de acciones que altere la proporción del 51% de acciones con derecho a voto representadas por las acciones clase A.

La ejecución de la prenda implica la obligación por parte del Estado de vender el paquete mayoritario de estas acciones clase A de acuerdo a los mecanismos establecidos para los vencimientos de los períodos de gestión. El Estado abonará a los accionistas clase A el importe obtenido de esta venta, menos las indemnizaciones correspondientes. Si el incumplimiento que obligó la ejecución de la garantía prendaria ocurrió en el primer tercio del período de gestión, se fija un derecho de indemnización para el Estado del 30% sobre el producido de la venta. Los porcentajes de indemnización se reducen a 20% para un incumplimiento en el segundo tercio y a 10% para el último tercio. Cabe reconocer que un esquema similar de procedimiento de venta del paquete accionario y de indemnizaciones está previsto si es el Estado (el poder concedente) el que incurre en incumplimiento contractual.

Para participar de la licitación, los oferentes debían cumplir determinados requisitos. Entre ellos se destacan la condición de que integre el grupo un operador experimen-

tado, con una participación accionaria no menor al 15% de las acciones clase A.¹¹⁶ Se fijó en U\$S 30 millones el monto de efectivo mínimo por la compra de Transener, y las ofertas compitieron de acuerdo al volumen de títulos de deuda a rescatar. Los títulos aceptados estaban formados por un mix de deuda interna (bonos Bocon) y deuda externa (Par Bond y Discount Bond). Adicionalmente se incorporaba en la transferencia un pasivo de U\$S 46 millones.

El 16 de julio de 1993 se produce la apertura de sobres conteniendo las ofertas económicas por Transener, que mostraron ganador al consorcio Citelec SA, formada por Eléctrica del Plata SA (15%), Duke Transener Inc. (15%), Entergy Transener SA (15%), National Grid Finance B.V. (15%), SADE SA (15%), Inter Rio Holdings Establishment (15%) y The Argentine Investment Company (10%), al ofrecer U\$S 234 millones. Las restantes ofertas se alinearon de acuerdo al siguiente orden:

1. Consorcio formado por Cartellone, Impregilo de Italia y ENDESA de Chile. Oferta: U\$S 171,296,000.
2. Consorcio formado por Houston Power y Techint. Oferta: U\$S 152,890,000.
3. Consorcio liderado por ENDESA de España. Oferta: U\$S 60,000,000.

Se incluyen en la transferencia algunas condiciones especiales y transitorias. El subsistema de 220 kV que vincula las estaciones de Rosario Oeste y Rodríguez estará incluido en la transferencia. La estación de maniobras de Piedra del Aguila también formará parte de este sistema de transporte. Aunque funcionalmente corresponden a instalaciones de transporte, no son objeto de transferencia las pertenecientes a CTMSG, ESEBA y CNEA. Se traspasan un contrato de asistencia técnica con TRANELSA y el contrato COM¹¹⁷ electroducto correspondiente a la interconexión Yacyretá-Resistencia.

¹¹⁶ El operador además deberá demostrar experiencia en la operación y mantenimiento de un sistema en tensión nominal igual o mayor a 220 kV de una estructura mínima de al menos 2000 km de líneas, 7 subestaciones en tensión nominal igual o superior a 220 kV y operación telecomandada de al menos dos de estas subestaciones.

¹¹⁷ Construcción, operación y mantenimiento.

b. Las empresas de transporte de distribución troncal (ETDT)

El STEEDT reconoce configuraciones interprovinciales que vincularán redes de alta tensión de 132 kV y 220 kV con distribuidores, generadores, cooperativas y grandes usuarios. De las instalaciones de AyE, se pueden identificar cinco grandes transportistas regionales que responden a estas características: NOA, NEA, Cuyo, Patagonia y Comahue.

En el caso de Cuyo, trabajadores que operan el sistema de AyE en la zona sur de Mendoza en tensiones de 132 kV y 220 kV solicitaron directamente al PEN la venta en concesión de este sistema. Existían negociaciones en curso para posibilitar un traspaso oneroso de este sistema a las provincias de la región.

En el Comahue las líneas de 132 kV que están en Río Negro y Neuquén serán transferidas a las respectivas provincias. A cambio, las provincias pagarán con bonos de regalías de hidrocarburos. La regulación de esta actividad de transporte, por su carácter interprovincial, está sujeta a jurisdicción nacional.

En Patagonia, se estaban confeccionando los pliegos para la venta del 51% de la ETDT al sector privado. Además, habría un principio de acuerdo por el cual la provincia de Chubut podría comprar hasta 39% de la propiedad de la misma a cambio de bonos de consolidación de regalías de hidrocarburos a valor nominal.

Mientras que en el NEA no hay definiciones concretas aún, en el NOA las condiciones de la concesión de la ETDT llamada Transnoa han sido similares a las establecidas para Transener. En mayo de 1993 se llamó a concurso público internacional para la venta del 90% de acciones de Transnoa, previéndose la adjudicación por su venta a finales de agosto de ese mismo año. Sobre este paquete accionario se les otorgó prioridad de compra a las provincias de la región que estuvieran interesadas. Sólo Catamarca había mostrado intenciones de compra por un 5% de estas acciones. El 10% de acciones remanentes está destinado a los trabajadores, en el marco del PPP.

c. Otras empresas de transporte

Las empresas provinciales de electricidad poseen líneas de distribución troncal, siendo éstas de propiedad estatal de sus respectivas provincias (no pertenecientes a AyE), organizadas y reguladas bajo jurisdicción provincial. Estas empresas, sin embargo, están verticalmente integradas y no operan al transporte como una actividad separada.

Conviven junto a Transener y las ETDT en la actividad del transporte las llamadas compañías transportistas independientes (CTI) que se crean para hacerse cargo de la construcción, operación y mantenimiento (a través de contratos COM) de las nuevas líneas que requiera tanto el STEEAT como el STEEDT.

Un nuevo transportista independiente surgió a partir del primer contrato COM celebrado en el marco de la actual transformación eléctrica. Esto sucedió en un proyecto que originalmente debía desarrollar AyE, en el tramo Yacyretá-Resistencia. Mediante el decreto 1174/92 se creó una unidad especial para la construcción de esta línea en alta tensión (500 kV), cuya extensión alcanza los 270 km con una capacidad de transporte de 850-900 MW. Se llamó a concurso público internacional para la adjudicación del contrato COM, que preveía un régimen de precios y obligaciones similares al establecido para las ampliaciones de capacidad del STEEAT.¹¹⁸ El canon a percibir durante el período de amortización fue la base para el criterio de adjudicación. Los oferentes además debían presentar sus proyectos (basados en el proyecto original de AyE, aunque no limitados por él) y reunir ciertos requisitos técnicos que los calificara como ejecutores de una obra de estas características. La respuesta de este novedoso mecanismo de licitación para una obra de transporte de energía eléctrica fue altamente positiva. Se vendieron diez pliegos y se presentaron dos ofertas correspondientes a consorcios de varios de los grupos interesados que habían comprado pliegos. La empresa Yacylec SA, integrada por SADE (25%), ENDESA de España (25%), Impregilo (13%), Dumez (8%), Sistranyac (19%), Sideco Americana (6%), Rechi (2%) y Dyckerhoff Widmann Aktiengesellschaft (2%) ganó el concurso, ofertando un canon mensual de U\$S 2.38 millones. El otro grupo oferente estaba encabezado por Benito Roggio, asociado con Soinco y la empresa brasilera CBPO.

5. Cammesa

Esta sociedad fue creada por el decreto 1192 de julio de 1992 sobre la base del ex Despacho Nacional de Cargas de AyE¹¹⁹ en el marco del artículo 35 de la ley 24.065. Sus funciones principales comprenden la coordinación de las operaciones de despacho, la responsabilidad por el establecimiento de los precios mayoristas y la administración de

¹¹⁸ Este régimen es explicado con detalle en el capítulo cuatro.

¹¹⁹ Cammesa recibió "en funcionamiento" las actividades de despacho que obviamente no podían discontinuarse. La experiencia del personal de AyE a lo largo de 17 años de operación del SIN ayudó al buen engranaje de este cambio.

las transacciones económicas que se realizan a través del SIN. Cammesa está compuesta en partes iguales por el Estado Nacional, y cuatro asociaciones civiles que nuclean a los generadores, transportistas, distribuidores y los grandes usuarios.¹²⁰ Es una sociedad anónima un tanto híbrida, ya que es una empresa de gestión privada pero con propósito público, en donde el Estado se ha reservado el derecho de veto para el tratamiento de temas de importancia clave relacionados a la determinación de tarifas. El funcionamiento de la sociedad no está regido por las leyes de obras públicas, de contabilidad, de procedimientos administrativos y sus normas complementarias, ni legislación y normativa administrativa alguna aplicable a las empresas en que el Estado tenga participación.

Además del objeto principal del despacho técnico y económico del SIN, organizando el abastecimiento de la demanda al mínimo costo compatible con el volumen y la calidad de la oferta energética disponible, Cammesa ha sido concebida para realizar las siguientes funciones de propósito público:

- Ejecutar el despacho económico para aportar economía y racionalidad en la administración del recurso energético.
- Coordinar la operación centralizada del SIN para garantizar seguridad y calidad.
- Administrar el MEM asegurando transparencia por medio de la participación de todos los agentes involucrados y el respeto a las reglamentaciones respectivas.

La racionalidad en la ejecución y coordinación del despacho apunta a que los precios mayoristas en el mercado spot se determinen en base al costo marginal de producción y transporte del sistema, y a que se maximice al mismo tiempo la seguridad y calidad de los suministros. En los roles de administración del MEM, le corresponde a Cammesa supervisar el funcionamiento del mercado a término, planificar las necesidades de potencia y optimizar su aplicación de acuerdo a las reglas fijadas por la SE.

Las actividades de Cammesa son de interés nacional, indispensables para la libre circulación de la energía eléctrica y se encuentran comprendidas en los términos del art. 12 de la ley 15.336, por lo que las provincias no pueden aplicar tributos o inci-

¹²⁰ Pese a que el Estado también tiene empresas remanentes de generación (CTMSG, Yacyretá, CNEA), participa en la asociación civil AGEERA sólo como invitado observador sin derecho a voto.

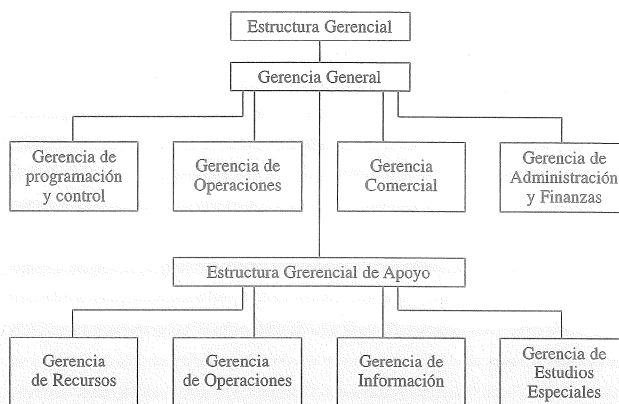
dencias algunas que afecten la constitución y el cumplimiento del objeto social de la empresa.

Cammesa actúa como mandatario de los diversos actores del MEM en lo relativo a la colocación de potencia y energía, organizar y conducir el uso de las instalaciones de transporte en el mercado spot, como agente de comercialización de la energía y potencia proveniente de importaciones y de emprendimientos binacionales, y también gestiona cobros, pagos o acreditaciones de las transacciones que se celebren entre los actores del MEM.

La idea de crear Cammesa como una empresa privada sin fines de lucro y con objetivos específicos es bastante singular ya que nace un ámbito donde están representados todos los interesados en el funcionamiento de las tareas que se le delega a través de su decreto constitutivo. En las palabras del interventor de AyE, Haroldo Grisanti "...Cammesa sociedad anónima, que es un poco como no tener que gastar más tiempo en lobby, no tener que gastar más tiempo en recorrer los pasillos viendo a amigos, porque ahora, los que pugnan van a estar sentados en su mesa de Directorio. Ahí se reunirán consumidores que van a querer que la tarifa sea menor, distribuidores que van a querer que sea estable con mucha rentabilidad y generadores que van a querer una tarifa bien alta."¹²¹

Cammesa comenzó a funcionar a partir del 1° de septiembre de 1992. Su funcionamiento se financia a través de las contribuciones que la regulación impone a los usuarios del MEM. Su presupuesto tiene una cota máxima equivalente al 0.65% del volumen total de ventas mayoristas de energía eléctrica. El Directorio de Cammesa está compuesto por dos miembros de cada clase accionaria, siendo su presidente el Secretario de Energía y el vicepresidente designado por el PEN. Existe además un comité ejecutivo integrado por el vicepresidente del Directorio, un director por los representantes de la industria (generadores, transportistas o distribuidores) y un director por los grandes usuarios. La comisión fiscalizadora, por su parte, está integrada por los dos representantes de la industria que no participan del comité ejecutivo, más un integrante designado por el PEN. En el cuadro III-4 se observa el organigrama de Cammesa.

CUADRO III-4
Organización gerencial de Cammesa



Las posiciones gerenciales, de neto perfil técnico, han sido cubiertas a través de un proceso de concurso público organizado por la consultora que asesoró en la formación de esta sociedad. Estos gerentes sólo pueden ser removidos por el Directorio, con el voto afirmativo de los directores representantes del Estado. Esta última facultad puede ser entendida como una forma de derecho a veto.

¹²¹ Extraído de Revista Mercado Eléctrico (Dic 1992).

C. Las repercusiones de los cambios propuestos

1. Las dificultades a sortear

No es posible esperar que un proceso de transformación global como el diseñado cuente con la adhesión de todos los agentes sociales y económicos que tienen intereses en juego en el sector. Es muy raro encontrar cambios estructurales de la magnitud y naturaleza del eléctrico (separación de actividades, cambio de la titularidad de propiedad, liberalización, cambios en las reglas de juego y en el establecimiento de precios en el mercado, etc.) que generen incrementos de rentas a todos los grupos involucrados. En general este tipo de metamorfosis no dan por resultado una mejora de tipo Paretiana,¹²² aunque se podría esperar que, usando la jerga de teoría de los juegos, se llegara a resultados de suma positiva.¹²³

En vista a los intereses de cada uno de estos grupos no sorprenderá encontrar oposiciones y obstáculos a los procesos de cambio. Esta resistencia puede surgir, a su vez, de convicciones reales de que el nuevo statu quo significará una disminución o desaparición de beneficios, como así también de la incertidumbre o ignorancia acerca de los potenciales resultados de la transformación. En los puntos que siguen se verán, sin la pretensión de realizar análisis exhaustivos de tipo cuantitativo, cuáles fueron los obstáculos más comunes que se debieron enfrentar (algunos de los cuales eran de esperarse) en el proceso de transformación del sector eléctrico. Estos han sido identificados según su origen sectorial.

a. Fuerzas laborales

Como característica común de las empresas públicas, los trabajadores suelen recibir, además de las compensaciones monetarias en forma de salarios, beneficios (rentas laborales) que se manifiestan a través de distintas expresiones. FIEL (1989) menciona algunas de las formas en que se realizaban estas compensaciones. Por ejemplo, cuando en

¹²² Una mejora en el sentido de Pareto en este contexto significa una situación donde ninguno de los actores involucrados tuvo un efecto negativo y donde al menos uno de estos actores experimentó un efecto positivo como resultado del cambio.

¹²³ Existen trabajos de evaluación ex-post de privatizaciones donde se ve que hay grupos "perdedores" y grupos "ganadores" en términos de apropiación de beneficios económicos como resultado de los trasposos de propiedad. Se espera, no obstante, que los beneficios netos en el bienestar general y el nivel de eficiencia en la industria desde el punto microeconómico sean positivas. Ver Galal, Jones, Tandon y Vogelsang (1993).

el período 1978-82 existían restricciones a los aumentos salariales debido a los planes de estabilización, se creó un concepto llamado "flexibilidad".¹²⁴

Este rubro llegó a representar hasta un 40% de las remuneraciones totales en el caso de SEGBA. En el año 1983, el concepto de salarios básicos representó un 56.2% de las remuneraciones laborales en esta empresa, porcentaje que disminuye a sólo 18.7% en 1987. El concepto de flexibilidad ya había sido reemplazado en ese entonces por otros rubros como horas extras, pagos por productividad o pagos por incentivos. Estos rubros, en realidad, como bien señala FIEL (1989), se convirtieron en componentes fijos a la remuneración del trabajo ya que en la mayoría de los casos no estaban condicionados a incrementos en el esfuerzo laboral ni brindaban incentivos para una mayor producción. En AyE los trabajadores gozaban de numerosos beneficios adicionales (licencias prolongadas, jubilaciones preferenciales, premios anuales elevados, jornadas reducidas, etc.), aunque los culpables de esta situación difícilmente puedan ser los mismos trabajadores sino, obviamente, quien otorgaba estos beneficios en desmedro de lo que debería ser una sana práctica comercial de la empresa. Una vez más, los resultados del Estado como empresario estaban a la vista.

Pese a lo que podía significar la pérdida de algunos de estos privilegios mediante la transferencia de propiedad al sector privado, el sindicato de mayor importancia en el sector, Luz y Fuerza, aprobaba formalmente la privatización. En la práctica, no obstante, ocurrían las inconveniencias señaladas en SEGBA (quitas de colaboración) lo cual podía ser interpretado como reticencia u oposición hacia el nuevo rumbo tomado desde la en aquel momento llamada Secretaría de Energía Eléctrica.

Es natural que situaciones de cambio como la presentada en las tres grandes empresas del área generaran temores a la fuerza laboral. En este sentido, resulta de importancia particular la decisión de la empresa SEGBA de brindar cursos de entrenamiento a su personal, previo a la privatización. Con la idea de que la transferencia al sector privado requeriría un cambio en cuanto a la situación y el grado de capacitación laboral, SEGBA implementó un programa de reposicionamiento laboral donde se difundían estrategias que utilizan empresas privadas orientadas hacia el área de comercialización

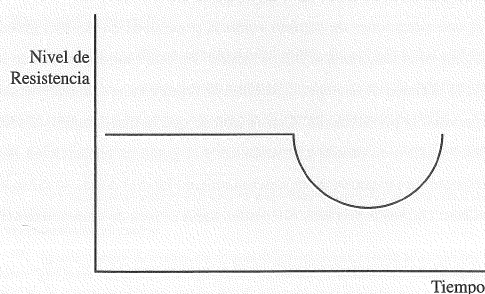
¹²⁴ El pago de salarios encubiertos bajo el concepto de flexibilidad también se usó en empresas privadas en esta época.

y donde además se ofrecía asistencia en utilización de medios informáticos a 4188 empleados. La capacitación, a su vez, era probablemente vista por los trabajadores como un mecanismo de defensa ante la privatización, ya que se preveían mayores requerimientos a nivel productividad como así también cambios en la rutina de las tareas a realizar. Como parte del programa de reestructuración laboral previo a la privatización, se realizaron traslados de personal desde la administración central hacia las distintas sucursales.

Una contribución interesante del consultor técnico fue señalada por el interventor Mattausch, referida a la relación entre la variable tiempo y la variable resistencia del personal al proceso de privatización. Un gráfico de esta relación mostraba que la resistencia iba disminuyendo a través del tiempo, pero luego se daba un punto de inflexión en donde la resistencia comenzaba a incrementarse (ver gráfico III-1). Existía entonces un momento óptimo de menor resistencia, lo que motivó a la intervención de SEGBA y a la SE a establecer un cronograma de trabajo de forma tal que de llegar a la transferencia alrededor de ese momento de menor resistencia posible, o al menos evitar pasar a la derecha del punto de inflexión de la curva. Se utilizó entonces un programa de caminos críticos para lograr el timing deseado de la privatización.

GRAFICO III-1

Personal de SEGBA: Evolución del nivel de resistencia a la privatización



Fuente: Intervención de SEGBA (1993)

En Hidronor, por su parte, si bien existía preocupación por parte de sus empleados acerca de los cambios a introducirse con la privatización, el rendimiento laboral se mantuvo en condiciones normales y los directivos de la empresa informaban a sus empleados sobre la evolución de las tratativas en forma periódica. A nivel sindicato, la agrupación que nuclea a los profesionales superiores planteaban algunos reparos no a la privatización, pero sí a la forma de hacerla, ya que objetaba la división de la empresa en varias unidades de negocio.

En AyE el clima laboral era probablemente un poco más hostil que el de SEGBA. En la central de Alto Valle, por ejemplo, ocurrió un episodio donde trabajadores no dejaron entrar a quienes venían a visitar las máquinas como compradores potenciales. También se obstruyó el traslado de dos generadores de gas que se intentó realizar desde San Nicolás hacia Alto Valle, hecho que no tenía verdaderas consecuencias laborales. No obstante, como se preveía la necesidad de reducciones de personal para la privatización, se buscaron algunas salidas como parte vinculada al proceso de transformación. Para aprovechar la capacitación del personal superior (profesionales ingenieros en su mayoría) de esta empresa, se creó una salida laboral a través de cuatro nuevas empresas con el status legal de sociedades anónimas privadas, pero con contratos de servicios para su primer año y medio de existencia, celebrados con el gobierno nacional a través de la Secretaría de Energía. Estas nuevas empresas son: TRANELSA (29 personas) para la dirección de obra de líneas de transmisión desde Yacyretá; EVARSA (105 personas) para el estudio de recursos hidrológicos; EMASA (30 personas) para estudios relacionados al medio ambiente; PROHISA (59 personas) para el estudio de proyectos hidráulicos; Sistemas Cuyo (6 personas) para tareas de sistemas de computación, Canal Federal (12 personas) para el canal de riego y agua potable en La Rioja, Catamarca y Santiago del Estero; y el Taller Mecánico Regional Mendoza (50 personas).

El personal de AyE, al igual que el de SEGBA e Hidronor, fue informado en todo momento acerca de las intenciones de transferencia total de la empresa y de la evolución del proceso de transformación. Superada la resistencia inicial, parte del personal decidió ser protagonista del proceso a través del gremio, mediante la presentación de ofertas en procesos de licitación de centrales. En la central Sorrento no resultaron adjudicados, pero sí lo hicieron en las centrales térmicas del NOA.

Y si bien la implementación del programa de propiedad participada (PPP) no ha sido terminada aún, su existencia añadía un elemento más de distensión en las relaciones con las fuerzas laborales del sector. Esto, junto a la creación de mecanismos compensatorios para los retiros de personal permitían que la transición hacia el nuevo esquema tuviese posibilidades ciertas de éxito. En AyE, por ejemplo, se destinaron 84 millones para este concepto en el año 1992.¹²⁵

b. Barreras legales

En una sociedad democrática, con plena vigencia del estado de derecho, los cambios en el ordenamiento institucional del sector debían realizarse con la aprobación de los representantes del pueblo a través del Congreso Nacional. Si bien este es el curso legal que deben tener las acciones promovidas desde el PEN (lo cual no debe entenderse como un obstáculo) es sabido que la modificación de la legislación existente en la dirección deseada exige cierto consenso de partidos políticos de la oposición y más aún, la capacidad de sobrellevar las presiones de los lobbies parlamentarios que pudieran tener intereses contrarios a la transformación.

En este sentido, el esfuerzo transformador requería superar las barreras de tipo legal-institucional que podían impedir el cambio. Estas barreras legales no deben ser subestimadas, ya que han sido impedimentos de intentos de cambios estructurales de diversa índole en muchos países y también en Argentina en el pasado. La inercia propia de la organización institucional vigente frecuentemente bloquea hasta los más bien intencionados procesos de reestructuración.

Los lineamientos acerca de la organización institucional del sector estaban dados por la ley 15.336 del año 1960. La ley de Reforma del Estado de 1989 sólo contemplaba la posibilidad de transferir al sector privado la actividad de distribución de SEGBA en concesión y la transferencia de la distribución de AyE a las provincias. También preveía esta ley la creación de la EFEE, pero acerca de la organización económica-institucional del sector no se contemplaban cambios.

Como otros antecedentes legales a la transformación actual del sector, en septiembre de 1990 se dictaron los decretos 1865 y 1866 con la intención de ordenar y ce-

¹²⁵ Parte de este monto (aproximadamente el 60%) fue financiado con préstamos del BID.

rrar las cuentas entre las empresas del sector y de éstas con otras empresas estatales. Las empresas eléctricas mantenían los pasivos más grandes del sector público con entidades gubernamentales, entre las que se destacaban las empresas proveedoras de insumos como YPF y Gas del Estado.¹²⁶ Dentro de la entonces SEE, también se creó un comité de emergencia para darle racionalidad a las decisiones de compra del sector, aunque los resultados no fueron muy satisfactorios debido a falta de coordinación entre el ministerio de Economía y el de Obras y Servicios Públicos. Precisamente, durante 1989 y hasta la unificación de estos dos ministerios, existía una especie de doble dependencia administrativa para las empresas del sector: por un lado las decisiones de caja y gastos pasaban por Economía, mientras que los proyectos de privatización se hacían a través de Obras y Servicios Públicos.

Ayudó al saneamiento y esclarecimiento financiero del sector la ley de consolidación de pasivos¹²⁷ a partir de la cual se estableció un criterio contable para controlar las empresas estatales, en base a la confección de presupuestos mensuales.

A partir de abril de 1991, la primera manifestación de tipo legal de la puesta en marcha del proceso de transformación se da con el decreto presidencial 634/91 el que hace hincapié en la necesidad de recrear un funcionamiento de los mercados en forma más libre, mediante la incorporación de instrumentos que garanticen el logro de una mayor eficiencia, permitiendo el ingreso de capital privado de riesgo y descentralizando las decisiones de inversión y de producción. Por este decreto, ya se esbozan los principios por los que luego se implementarán nuevas modalidades en lo que hace a principios tarifarios y organización institucional del sector, en especial si se lo relaciona con los postulados del Pacto Federal Eléctrico firmado con casi dos años de anterioridad a esta fecha. Naturalmente, la legislación existente no podía modificarse vía decretos presidenciales, por lo que era necesario una ley del Congreso para poder instrumentar los cambios deseados de un nuevo encuadramiento regulatorio.

¹²⁶ El caos y la falta de controles en las transacciones entre empresas estatales era en algunos casos alarmante. Recientemente, se descubrió que durante 18 meses (en el período 1991/2) no se venía facturando el importe de fuel oil que se transportaba desde San Lorenzo (provincia de Santa Fe) a la central de Luján de Cuyo (provincia de Mendoza), transacción que involucra un volumen equivalente a unas 20.000 tn mensuales, medida que difícilmente pueda ser físicamente imperceptible. Una investigación del hecho reveló que ni AyE ni Ferrocarriles Argentinos poseían registros contables de estas operaciones. El monto estimado del robo ascendía a US\$ 14 millones en boca de quemador.

¹²⁷ Ley 23.982 de 1989.

La sanción de la ley 24.065, conocida como ley del Marco Regulatorio del Sector Eléctrico, brinda el sustento legal necesario para implementar la transformación, ya que fija los principios por los cuales se regirá la actividad eléctrica. Por la misma, se establecen las pautas para la separación vertical de la industria y también se deja sujeta a privatización total (art. 93) la actividad de generación y transporte a cargo de las tres empresas nacionales SEGBA, AyE e Hidronor. Hay que recordar que si bien por la ley 15336 el PEN podía otorgar concesiones al sector privado, el marco regulatorio por el cual se regía la actividad era sustancialmente distinto. Este cambio constituye el aporte fundamental de la ley 24.065.¹²⁸ También se explicita en esta ley la modalidad por la cual se valuarían las unidades de negocio a privatizarse.

Una de las lecciones aprendidas de privatizaciones anteriores como la de telecomunicaciones (ENTel) es que las condiciones de venta deben estar totalmente detalladas en el pliego de bases y condiciones que se conoce previo a la licitación, para evitar cambios y alteraciones a lo originalmente establecido. Es lo que se conoce como ejecución “cerrada” de la privatización, es decir, juntar la definición de la unidad de negocio, el pliego, inventarios, contrato de concesión y de transferencia y demás especificaciones en un solo documento que sólo requiere un decreto para su convalidación y adjudicación automática e inmediata. Esta prolijidad en los aspectos legales no sólo brinda transparencia al proceso licitatorio, sino que además impide la posibilidad de negociaciones (en situación desventajosa para el Estado) que intentan cambiar condiciones en los términos de referencia de venta una vez que ya está designado el consorcio ganador. La ejecución “abierta” hubiese invitado a que se generasen presiones por parte de los grupos ganadores, quienes en esas condiciones se encontrarían mejores posicionados para solicitar cambios. No sería sorprendente ver que el Estado en esa circunstancia fuera reticente a dar marcha atrás en el proceso y acceder a las peticiones. Esto también genera una tremenda injusticia con los demás oferentes, quienes tendrían todo el derecho de objetar cualquier cambio introducido con posterioridad a la apertura de sobres.

¹²⁸ En efecto, por el artículo 90 de la ley 24.065 se derogaron numerosos artículos de la 15336. Asimismo, por el artículo 97 se dejaron sin efecto numerosas cláusulas que impedían la desregulación, desmonopolización o privatización de Hidronor.

c. Jurisdicciones provinciales

i. La aceptación al nuevo esquema

Si bien la relación de las provincias con la nación en lo que respecta al sistema eléctrico se remonta a la creación de AyE en la década del cuarenta, es recién en 1979 cuando verdaderamente comienzan las responsabilidades de aquéllas. A partir de esa fecha, se crearon la mayoría de las empresas provinciales encargadas de la distribución del suministro eléctrico, función que hasta entonces era desarrollada por AyE.

Además, como consecuencia de la autonomía con que desempeñan sus actividades de las provincias (dado el sentido federal de la Constitución) la coordinación de la operación y el desarrollo del sistema entre las empresas provinciales y nacionales y la SE no han resultado muy buenas.

Con anterioridad a 1990, el cuadro legal que presentaba el sector eléctrico argentino no imponía un sistema regulatorio claro y coherente que propiciara la eficiencia. Es así que se visualizaban áreas y niveles de gobierno que superponían sus responsabilidades, no permitiendo una separación de autoridad y responsabilidad. En un elevado número de provincias la energía eléctrica es suministrada por empresas dependientes del poder político local, que responden al poder ejecutivo y cuya única restricción es la aprobación de sus estados contables por parte del poder legislativo provincial. Generalmente, las tarifas a los consumidores no están en relación a los costos sino que más bien obedecen a objetivos políticos, generando fuertes subsidios cruzados entre usuarios.

Con el comienzo del proceso de reordenamiento del sector eléctrico argentino en 1991, se producen cambios en las provincias. Entre las direcciones adoptadas que buscaban inducir el funcionamiento eficiente de la industria, la problemática surgida de inadecuadas (y a veces inexistentes) compensaciones entre empresas provinciales y nacionales constituía un tema prioritario. La resolución 38/91 dictada por la SEE determinaba nuevas reglas de funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) a partir de agosto de 1991. En él, cada uno de los centros de generación, transporte, distribución, y las instalaciones afectadas al servicio de operación y despacho serán tratadas como unidades de negocio independientes.

El Organismo Encargado del Despacho (OED)¹²⁹ tenía bajo su supervisión la coordinación de la operación técnica y la administración del MEM. Su relación con las

¹²⁹ El OED estaba a cargo de la Gerencia Despacho Nacional de Cargas de AyE.

provincias (a través de las empresas provinciales) estaba dada por un acuerdo de las condiciones de operación y régimen de mutuo servicio a los efectos del despacho de cargas. Esto implicaba un acto de mayor responsabilidad por parte de las provincias, ya que el no cumplimiento en término de las obligaciones que surgen por la compra en bloque de energía eléctrica se trasladaba a una situación equivalente con los proveedores de combustibles y otros insumos por parte de las centrales de generación. Ello podía provocar, finalmente, inconvenientes en la generación, dado que las empresas nacionales de este tipo se ven obligadas a absorber los déficit de cobranza, agravando su situación económico-financiera.

Un aspecto muy importante entonces en la relación con las empresas provinciales es el cumplimiento en los pagos en el MEM. La no integración en término de los montos adeudados comenzó a ser sancionado por el OED con diversos recargos. A los 15 días de mora en el pago, el OED, previa autorización de la SE, podía disponer la interrupción del suministro de energía eléctrica mediante cortes programados.

Si bien se tuvieron en cuenta las dificultades que pudieran atravesar las provincias, el nuevo esquema no contempla consideraciones de tipo político sino de un sistema técnico-económico entre cuyos actores está también el sector privado. El razonamiento que prima es que si las distribuidoras provinciales cobran el suministro a sus usuarios finales y penalizan la mora en los pagos, no existiría razón para que incurrieran en atrasos, a menos que esos fondos se destinaran a financiar otras erogaciones en las administraciones provinciales.

Según un informe de la SEE (1992)¹³⁰ las provincias presentaron distintas dificultades en el cumplimiento de sus obligaciones. Desde las administraciones provinciales existían reclamos de los más variados. La provincia de Mendoza, por ejemplo, reclamó la aplicación de una tarifa especial (denominada "tarifa Nihuil") estableciendo un descuento unilateral. El gobierno de Neuquén, por su parte, estableció mediante un decreto provincial que abonaría la energía eléctrica en el MEM a un precio inferior al que surge del régimen de comercialización aduciendo como causas principales la eliminación de la "tarifa Comahue" y la no transferencia de los usuarios finales de Puesto Hernández y Planta de Agua Pesada de Arroyito. También la provincia de Río Negro adujo dificultades

de índole financiero debido a la eliminación de la "tarifa Comahue". Las provincias de Salta y Corrientes también incurrieron en incumplimientos, pero en ambos casos esto se debió básicamente a las serias dificultades por las que estaban atravesando.

Con posterioridad a la implementación de la Resolución 38/91, las provincias comenzaron a regularizar sus situaciones. Así por ejemplo, Cammesa regularizó en octubre de 1992 la compra de energía eléctrica del mes de agosto de ese año por parte de la provincia de Chaco, y las provincias de Santa Fe y Corrientes también cancelaron sus compromisos. Este reordenamiento a través del MEM cambió las relaciones comerciales eléctricas entre las partes. Al principio, las provincias no tardaron en manifestar su desagrado con el diseño de la transformación. En un primer documento elaborado por el Consejo Interprovincial de Ministros de Obras Públicas (CIMOP) se criticó la decisión unilateral de alterar las condiciones establecidas por el Pacto Federal Eléctrico, a través de un decreto presidencial. En su visión, las provincias reclamaban principalmente que el nuevo esquema propuesto por este decreto¹³¹ no respetaba los principios tarifarios surgidos del Pacto. Esta oposición por parte de autoridades provinciales era de alguna manera previsible, ya que la introducción de la racionalidad comercial que imponían las nuevas reglas de juego afectaba la protección efectiva que las empresas provinciales mantienen en sus respectivas jurisdicciones y las obligaba a ponerse al día en el cumplimiento de sus obligaciones.¹³² Una vez que el sistema estaba en marcha, algunas provincias comenzaron a integrarse al nuevo esquema propuesto por la Nación.

La posibilidad de aceptación formal de las provincias al nuevo esquema surgido del marco regulatorio estaba prevista en la ley 24.065. El artículo 70 inc. b de esta ley y su reglamentación establecen que aquellas provincias que adhieran a los principios tarifarios emanados del nuevo ordenamiento serán elegibles para participar de un Fondo Subsidiario para Compensaciones Regionales de Tarifas a Usuarios Finales. Las provincias se enfrentan entonces a la decisión de adhesión o no al régimen nacional. Estarían interesadas en no hacerlo en la medida que vieran comprometidas algunas facultades de poder de policía del sector (en especial lo referente a las cuestiones tarifarias). Sin embargo, desde un punto de vista financiero, parecería poco conveniente para las provincias

¹³⁰ "Proceso de Transformación del Sector Eléctrico". Reunión de Gabinete Ministerial SEE (09/01/92).

¹³¹ Decreto 634/91.

¹³² Hay que recordar que existían provincias, como por ejemplo Corrientes, que nunca saldaban sus cuentas con AyE.

no adherir a los principios tarifarios contenidos en la ley, ya que perderían la oportunidad de obtener una porción del fondo para compensaciones regionales de tarifas, distribuido por el CFEE. Cabe recordar que a través de este fondo se mueven montos anuales de más de 80 millones de dólares.¹³³ Los criterios de distribución de este fondo han sido determinados en forma transitoria por el CFEE.

Además de este punto de vista financiero, también se puede agregar la conveniencia (desde el punto de vista social, aunque no necesariamente desde la óptica empresarial) de participar de los principios tarifarios de la ley, en virtud de la competencia que se genera en el sector eléctrico, con el consabido impacto positivo sobre los consumidores.

Prueba de todo ello es que a excepción de Buenos Aires, Formosa y Santiago del Estero todas las provincias han adherido a los nuevos principios de tarificación y, en consecuencia, podrán utilizar el Fondo Subsidiario. Además, las empresas provinciales que compran energía al SIN son reconocidas por Cammesa en la categoría de distribuidores en el MEM, con lo cual se les reconoce como costo los precios estacionales establecidos por la SE.

ii. Hidronor y las provincias del Comahue

Creada en 1967, los objetivos de Hidronor se centraban en la construcción y explotación de los aprovechamientos hidráulicos en la región del Comahue (Neuquén, Río Negro, Carmen de Patagones en Buenos Aires y los departamentos de Puelén, Lihuel Calel, Cura Co y Caleu Caleu en La Pampa) surcada por los ríos Limay, Neuquén y Negro.

El proceso de desarrollo integral del Comahue debía llevarse a cabo coordinadamente entre los gobiernos nacional y provinciales en dos etapas. Entre 1962 y 1970 efectuarían grandes obras de regulación y en el decenio posterior la consolidación del desarrollo mediante la expansión económica regional. Por supuesto este proceso no estuvo exento de problemas debido a algunas oposiciones naturales que generó la posición eficientista que adoptó la empresa, fuente de conflicto entre las provincias y la Nación acerca de la explotación económica de la cuenca. Al principio primó el criterio de generar energía eléctrica a bajo costo para ser vendida en los grandes centros de consumo, sobre

¹³³ La ley 24.065 establece que el Fondo se integra a través del recargo de \$ 0,003 por kWh sobre las tarifas que paguen los compensadores del MEM.

algunos intereses locales para mejorar el bienestar de las provincias involucradas, generando roces con la Nación. Las provincias del Comahue lograron más adelante tarifas promocionales y prioridad en el uso de la potencia y energía eléctrica

En el marco de las privatizaciones emprendidas por el gobierno nacional, resurgieron conflictos que, si bien atienden a algunos reclamos aparentemente justificables, en la mayoría de los casos se originaron antes del proceso de transformación y en otros se encuentran teñidos de controversias de índole política y económico coyunturales.

En octubre de 1992, tanto Río Negro como Neuquén comenzaron a exigir algunos reclamos específicos, como por ejemplo el desdoblamiento de la adjudicación de Hidronor de manera de reservar a las provincias la adjudicación de la concesión del recurso hídrico, mientras que la Nación adjudicaría las obras civiles. También se pedía la transferencia de las líneas de 132 kV del sistema regional de subtransmisión y la posibilidad de que el PEN envíe una ley al Congreso por la cual se le reconociera a las provincias el poder concedente para futuros emprendimientos hidroenergéticos.

A medida que avanzaban las gestiones, la provincia de Río Negro optó por tomar el rumbo del antagonismo. En febrero de 1993 surge un decreto-ley provincial por el cual se fijó el caudal máximo autorizado a erogar por las operadoras de las presas existentes en las cuencas de los ríos Limay y Neuquén, reivindicando los derechos de la provincia sobre los cursos de agua que la atraviesan. Este caudal máximo fue establecido en 1650 m³/s, mientras que la propuesta contemplada por la SE tomaba en cuenta una hipótesis máxima de 2200 m³/s.

En principio, el reclamo provincial resultaría inocuo dado lo establecido por la ley 15.336, en su artículo 6°, incisos b) y d) que declaran "...de jurisdicción nacional la generación de energía eléctrica, cualquiera sea su fuente, su transformación y transmisión cuando se destinen a servir el comercio de energía eléctrica entre la Capital Federal y una o más provincias o una provincia con otra..." y también cuando "... se trate de aprovechamientos hidroeléctricos o mareomotores que sea necesario interconectar entre sí o con otros de la misma o distinta fuente, para la racional y económica utilización de todos ellos".

Dentro del caso de Hidronor también se presentaron conflictos con las regalías. IDEE (1992) señala que el porcentaje legal del 12% establecido por la ley 23.164 de 1984 se aplicaba antes sobre una base mayor de cálculo, dado que incluía el transporte de la

energía eléctrica, la rentabilidad del 8% y el monto total de depreciaciones. Posteriormente, se observa una disminución, consecuencia de la modificación introducida por el decreto 1.398/92 que establecía que *"El cálculo de la regalía hidroeléctrica se efectuará sobre el importe que resulte de valorizar la energía generada por la fuente hidroeléctrica al precio que corresponda al concesionario de tal fuente de generación en el mercado spot"* y también consecuencia de la división institucional de Hidronor, emanada del nuevo marco regulatorio, que permite la exclusión del transporte de electricidad para el cálculo de las regalías. Por supuesto, la pérdida en el nivel de regalías representa una objeción sectorial, dado que no se tiene en cuenta la ganancia en eficiencia que genera el nuevo sistema.

La SE quería que las provincias involucradas participasen de las decisiones que hacen a los usos alternativos del agua en la cuenca del Limay y del Neuquén, pese a que la ley 15.336 concede a la Nación el derecho de decidir sobre las cuestiones referentes al despacho hídrico. Finalmente esto ocurrió cuando se le otorgó a las provincias un rol de carácter operativo (no meramente supervisor como ocurría en el pasado) en la regulación del uso de la cuenca a través de la recreada Autoridad Interjurisdiccional de Cuencas (AIC) que nuclea a Río Negro, Neuquén, Buenos Aires y el gobierno nacional a través del Ministerio del Interior. Esto responde a una concepción descentralizadora en la toma de decisiones donde se cree que el manejo del agua será mejor realizado por quienes sufren las consecuencias directas de los cambios en la regulación del río, que por quienes estén regulando desde una posición con intereses de alguna manera ajenos a la región en cuestión. A través de la recreación de este organismo regulador y coordinador de la cuenca, las provincias retuvieron para sí el poder de policía del recurso agua y serán las encargadas de la aplicación de las políticas de medio ambiente.¹³⁴ Parte del precio estipulado de venta de las distintas unidades (US\$ 60 millones) se utilizará para que la AIC realice obras de sistematización fluvial, defensa de costa y contrainundaciones. Una vez transferido al sector privado, los nuevos concesionarios deberán aportar el 1.5% de la facturación total, siendo un 1% utilizados para mantenimiento y corrección de las obras de sistematización fluvial y el resto para el funcionamiento de la AIC y el Organismo Regional de Seguridad

¹³⁴ A tales efectos, Hidronor acordó transferir gratuitamente a las provincias el laboratorio y otros elementos y documentación relativos a esa área y que estaban en posesión de esta empresa.

de Presas (ORSEP). También se facilitó el manejo efectivo de los pagos en concepto de regalías, al establecerse la posibilidad de que las provincias soliciten a Cammesa la retención de las sumas que corresponden por tal concepto. Si las provincias lo desearan, pueden pedir que estos pagos se realicen en forma de energía eléctrica.

Se podría especular que frente a estos conflictos Hidronor podía haber sido transferida totalmente a las provincias de Río Negro y Neuquén, como ocurrió con algunas instalaciones de AyE. Sin embargo esto no era una salida viable por varios motivos. En primer lugar, no había garantías de que las provincias efectivamente fueran a privatizar Hidronor una vez transferidas. Hay que recordar que en las empresas que están a cargo de autoridades provinciales frecuentemente se añaden factores políticos que nada tiene que ver con la conducta que requiere una actividad empresarial de generación eléctrica. Dada la magnitud de la oferta eléctrica de la región del Comahue, esto toma este aspecto en algo crítico. Segundo, e igualmente importante, cabe también recordar que Hidronor se generó con fondos nacionales por lo que una transferencia gratuita de un negocio importante crearía cierta injusticia hacia los ciudadanos de todo el país con respecto a los de las provincias beneficiadas. Como se señalara anteriormente, y como medio de solucionar los planteos provinciales, parte de las acciones de las unidades de negocio surgidas de Hidronor (39% de acciones clase B) serán transferidas a las provincias de Río Negro y Neuquén contra pago de bonos de regalía hidrocarburífera.

d. Grupos empresariales

i. Inversores potenciales

De quienes están participando del proceso como compradores potenciales se puede esperar una fuerte actividad de *lobby*. Es natural que esto suceda ya que dependiendo del número de competidores los inversores pretenden mejorar las condiciones de venta en forma ex-ante. No sólo ocurre esto. También pueden hacerlo una vez que ha sido adjudicada una licitación en los casos que las condiciones contractuales no están bien preestablecidas. Como se señalara anteriormente, esto da lugar a una serie de negociaciones entre el inversor adjudicado y el Estado, que generalmente van en detrimento del gobierno, ya que éste se encuentra en una posición desventajosa debido a la inconveniencia de retroceder y tener que llamar a una nueva licitación en caso de que se decida no ceder ante las presiones del adjudicatario. Afortunadamente, la experiencia de las prime-

ras privatizaciones (ENTel, Aerolíneas Argentinas) tuvo una influencia positiva en las privatizaciones eléctricas ya que al momento de la licitación los compradores ya tenían conocimiento de todas las condiciones contractuales (tanto el pliego de condiciones como los contratos de transferencias), en lo que se denominó ejecución "cerrada" en la forma de privatización.

Informalmente, los interesados ejercían presiones de todas maneras para que se introdujeran modificaciones. En el caso de SEGBA distribución, todos los postulantes reclamaban que se permitieran mayores tarifas. Hubo ocasiones en donde se pedían mayores plazos para la presentación de ofertas. La estrategia seguida desde la SE frente a estos pedidos era la de mantenerse firme con el cronograma establecido, a no ser que las presentaciones tuvieran motivos fundados y fueran pedidos por la mayoría de los oferentes. Las excepciones tuvieron cabida también cuando se creía que la participación de oferentes podía comprometer la competitividad de la licitación.

El ceder a presiones ex-post es una práctica injusta que puede causar problemas legales ya que cambia las condiciones de la licitación. En una de las cláusulas de los contratos de concesión en la distribución de SEGBA, hubo necesidad de realizar un pequeño ajuste a las condiciones, pero esto se hizo antes de la apertura de sobres debido a un pedido de todos los grupos participantes en la licitación. Esta cláusula se refería al plazo para que comenzara a entrar en vigencia el primer período para las metas de calidad de servicio. Se extendió el mismo a un año en vez de los seis meses establecidos en el contrato original.

ii. Contratistas de obras y proveedores de insumos

Este grupo tendría sobradas razones para oponerse a las privatizaciones, a no ser que se adaptara a un rol distinto en el nuevo esquema de organización del sector. Vale recordar que los contratistas se beneficiaban con el carácter de propiedad estatal de las empresas del sector debido a la tendencia de la larga duración en la ejecución de los proyectos. En especial, en épocas de alta inflación, cuanto más lentas iban las obras, más cobraban estos grupos en términos reales, en función de las cláusulas indexatorias que se incorporaban en los contratos.

En el capítulo anterior se ilustró el caso de la central Costanera de SEGBA donde los nuevos propietarios renovaron contratos de obras en condiciones mucho más fa-

vorable que lo obtenido anteriormente por SEGBA. En AyE, algo similar ocurrió con la central Güemes. Allí, el Estado había adjudicado la construcción de la línea de transporte que iba hasta la localidad de Bracho, para así poder acceder al SIN. La contratación se hizo con dos consorcios, uno local y el otro extranjero, en condiciones que aparentemente no fueron muy favorables ya que una vez vendida Güemes y transferida a sus nuevos dueños estos contratos, se produjeron cambios similares a los ocurridos con Costanera en SEGBA. Rescindir el contrato con el consorcio extranjero resultaba muy oneroso para los nuevos operadores debido al estado de avance de las obras. Distinto fue el caso del contratista local, que pese a ofrecer reducciones sustanciales sobre su oferta inicial, su contrato fue rescindido y adjudicado a un nuevo grupo.

De la misma forma que los contratistas de obra inflaban sus costos cuando presentaban ofertas al Estado, también era natural esperar que los proveedores de insumos impusieran sobreprecios en las órdenes de suministro de las empresas estatales, práctica que por otra parte no era exclusiva del sector eléctrico. Esto es así por el supuesto riesgo de tener al Estado como deudor en un contexto macroeconómico altamente inestable, con balance fiscal deficitario y con variaciones de precios relativos abruptas. Afortunadamente, de alguna forma estos grupos empresarios veían que este esquema anterior no tenía muchas posibilidades de permanecer a través del tiempo, ya que, de no producirse cambios, la quiebra del Estado podría haber llegado a tal magnitud que las posibilidades de cobrar deudas anteriores o de entablar negocios futuros fueran lúgubres.¹³⁵ Esto quizás le restó importancia a la potencial resistencia en este frente.

En el caso de Hidronor la resistencia de los contratistas se canalizó a través del partido de oposición, del Congreso, de las asociaciones gremiales (personal superior de Hidronor) y de diversas actividades de *lobby* frente al Ministro de Economía y Obras y Servicios Públicos. Se argumentaba fundamentalmente en contra de la división horizontal de Hidronor en cinco unidades de negocio, resaltándose las ventajas de la centralización en la toma de decisiones tanto para las cuestiones de la operación como para el desarrollo de nuevos proyectos hidroeléctricos en la región Comahue.

¹³⁵ De hecho, a partir de la ley de consolidación de pasivos (23.982) se sanearon y limitaron los reclamos de esta índole.

iii. Grandes usuarios

El mayor interés de los grandes usuarios está centrado en la reducción de las tarifas, a los efectos de permitir una mejora en la competitividad exportadora de la industria nacional. La Unión Industrial Argentina (UIA) se constituyó en el vocero más importante de este grupo de consumidores. Esta institución apoyaba la privatización y pedía un sistema legal que asegurara la menor intervención posible del Estado en el sector y en la planificación del sistema en todo el país, la no discriminación hacia las iniciativas privadas de cogeneración y autogeneración, la instrumentación de figuras jurídicas que eviten la aplicación de la doble imposición en cualquier jurisdicción, la adecuación de los equipos térmicos indisponibles, la continuación de las obras en curso y tarifas competitivas internacionalmente.

Con respecto a la cuestión tarifaria, resulta interesante señalar que la UIA solicitaba (antes de conocerse el sistema de regulación a ser fomentado desde la SE) que se evitase el riesgo de caer en esquemas de regulación no deseados, tales como el *cost-plus* que no incentiva la eficiencia de las empresas distribuidoras.¹³⁶ Se sugería como método de regulación el de costo *standard* por el cual se considera el costo marginal de largo plazo de una empresa eficiente adaptada.¹³⁷

También la UIA alertaba sobre las excesivas funciones atribuidas al ENRE, sobre su carácter centralizador para cumplir funciones de ámbito federal, y sobre el riesgo de subordinación de este organismo al poder político de turno. Como alternativa, se proponía la creación de una Comisión Nacional de Energía Eléctrica, con funciones fundamentalmente normativas y reguladoras, y la creación de Superintendencias Regionales de Energía Eléctrica, subordinadas a las autoridades provinciales, para hacer cumplir las normas elaboradas por la Comisión.

e. Gobierno y política

Es sabido que una administración gubernamental no es necesariamente una entidad monolítica con uniformidad de pensamientos y criterios. Era factible esperar enton-

¹³⁶ En el esquema *cost-plus* el distribuidor percibe una tarifa que cubre sus costos más una tasa de rentabilidad determinada.

¹³⁷ Esto es más conocido internacionalmente como *benchmark regulation*, sistema que es utilizado en algunas industrias reguladas en Chile.

ces resistencia política no sólo por parte de los partidos opositores, sino también dentro del mismo gobierno entre quienes no compartían totalmente los criterios o las formas con que se estaba gestando la transformación.

Sin embargo, las fuerzas parlamentarias mostraron consenso con los cambios propuestos por la SE, ya que el Congreso dio la mayoría para la aprobación de la ley 24065 del marco regulatorio. Al coadvenimiento de este consenso ayudaron las numerosas presentaciones, que en carácter de interpelaciones, hiciera personalmente el secretario de Energía ante diputados y senadores nacionales. En cuanto a la supervisión de la marcha de las privatizaciones por parte del legislativo, existía una Comisión Bicameral de Seguimiento de las Privatizaciones que emitía dictámenes previos de naturaleza no vinculante respecto de los pliegos de bases y condiciones y sus modificaciones, los contratos definitivos y la evaluación y adjudicación de ofertas. Cabe señalar que los partidos de la oposición se expresaban generalmente en contra de los cambios, aunque carecían de un programa alternativo de la magnitud del que se había presentado. En el frente militar, no hubo ningún planteamiento por temas relacionados a la seguridad nacional.

Dentro del poder administrativo, la SE debía informar a la SIGEP sobre la marcha de las privatizaciones. El flujo de información entre SE y SIGEP era casi constante, siendo este último organismo el encargado de auditar y supervisar los diversos decretos y resoluciones preparados por la SE. Este contralor impuso un elemento adicional para la efectivización de la transparencia en el proceso. También la SE informaba a otro órgano del Poder Ejecutivo, la Subsecretaría de Privatizaciones, sobre la marcha de los cambios. En general estas dependencias manifestaban que se disponía de poco tiempo para analizar las propuestas y se presionaba para que se extendieran los plazos de las privatizaciones. La SE prefirió ser inflexible en este aspecto y respetar los cronogramas trazados a los fines de concluir con la mayoría de las transferencias hacia finales de 1992.

Dentro del mismo gobierno, existían algunos condicionantes impuestos desde el gabinete presidencial. El principal era el de mantener la estabilidad de precios surgidos del Plan de Convertibilidad. Esto produjo presiones para no introducir modificaciones drásticas en el esquema tarifario, evitándose así subas que pudieran tener connotaciones importantes en los índices de precios. Cabe recordar que durante las primeras privatizaciones (ENTel, Aerolíneas Argentinas, etc.) éstas vinieron acompañadas de aumentos tarifarios importantes. También se impusieron algunos condicionantes menores en cuanto

a la forma de privatizar. Por ejemplo, el hecho de vender en etapas (cuyo motivo es el desarrollo del mercado de capitales local) o de incluir rescate de títulos de deuda pública como mecanismo de pago (pretendiendo una mayor cancelación de deuda), etc.

Finalmente, es interesante notar que los intereses de algunos gobiernos provinciales generaron presiones dentro de la administración Menem, factores éstos que en la mayoría de los casos jugaban en contra del proceso de transformación, habida cuenta de que el nuevo esquema introducía señales competitivas (no deseadas) a las empresas provinciales, verdaderos feudos en sus respectivas jurisdicciones. En otros casos, como en el ejemplo de Hidronor y los reclamos de las provincias del Comahue, el tipo de obstáculos emanados de los gobiernos provinciales estaba ligado a intereses políticos y económicos.

2. Los cambios incipientes en las provincias

a. Empresas provinciales

Como consecuencia del proceso de privatización llevado a cabo en el ámbito nacional, resulta necesario comentar el impacto de este proceso en las empresas provinciales. La provincia de San Luis ya ha privatizado su empresa eléctrica, mientras que otras han anunciado privatizaciones cercanas Córdoba, Río Negro, Misiones, Santa Fe, Tucumán. Al mismo tiempo, la nueva conformación del mercado eléctrico, su nuevo orden institucional y la transferencia a manos privadas de ex empresas nacionales que desarrollan actividades en territorio de las provincias generan importantes estímulos para la búsqueda de la eficiencia en el sector eléctrico provincial, no sólo por lo que significa desentenderse de las ineficacias observadas en los últimos años en el sector público, sino también porque si no se logran niveles de producción a menores costos, las empresas provinciales correrían el peligro de quedar fuera del aprovisionamiento al SIN y de ser aco-sadas por la presión de sus consumidores.

El nuevo marco regulatorio trae algunos cambios de aplicación inmediata en lo referente a las empresas provinciales. En primer lugar, los grandes usuarios que antes estaban bajo el monopolio exclusivo de su distribuidor provincial, ahora pueden comprar a otros agentes del MEM. Este solo hecho hizo que en la región sur de la Patagonia los precios bajaran en un 25%. Los consumidores finales, por su parte, podrán presionar si encuentran diferencias notables entre provincias. Al comenzarse a reconocer

explícitamente los costos de transporte, las empresas provinciales que antes no pagaban cargos por este concepto debieron absorber estos gastos mediante aumentos en la eficiencia interna, al menos cuando les resultaba imposible trasladar aumentos de costos a sus clientes. Es probable también que a algunas empresas provinciales les resulte más conveniente, en el esquema actual, recurrir a la desintegración vertical de sus actividades y celebrar contratos entre sí, diversificando así sus compras al SIN al precio estacional. En síntesis, numerosos desafíos se presentan en la conformación institucional y económica de las empresas provinciales. Se mencionan a continuación, y en forma resumida, algunos de los emprendimientos recientes realizados en las provincias de San Luis, Córdoba y Mendoza.

i. San Luis

Mediante la concesión de la red de distribución y comercialización a EDESAL (Empresa de Electricidad de San Luis), la provincia puntana tomó la delantera en materia de privatizaciones eléctricas provinciales y transfirió EDESAL al sector privado. EDESAL será administrada por la Compañía Eléctrica de San Luis, consorcio integrado por el Exxel Group, quien utilizará como operadora a Unión Eléctrica Fenosa (la segunda compañía privada del mercado eléctrico español).

El mercado eléctrico de San Luis consta de unos setenta y dos mil usuarios, con un consumo de 410 millones de kWh y cuya facturación alcanzaba alrededor de 42 millones de dólares anuales. La distribución del consumo estaba concentrada en el sector industrial (66.4%), consecuencia del cambio observado en la estructura productiva provincial a raíz de los programas de promoción industrial.

La nueva empresa tendrá que revertir la performance que sólo permitía a la empresa estatal afrontar el costo de los 460 empleados que formaban su plantel y el pago de la energía comprada a EPEC.

Los pliegos de la privatización recogieron la experiencia de los desarrollados en el traspaso a manos privadas de SEGBA, la diferencia en este caso es que estuvo constituida con anticipación la comisión reguladora provincial que tendrá a su cargo el contralor de la calidad del servicio y ejercerá el poder de policía sobre los concesionarios.

ii. Córdoba

Constituida como entidad autárquica en 1952, EPEC sufre los inconvenientes propios de las empresas estatales, como por ejemplo la inestabilidad de sus cuadros directivos, la sujeción de la actividad empresarial al poder político (símbolo de que la autarquía es simplemente jurídica) y todos los problemas que este tipo de perturbaciones genera en términos de eficiencia. Estos y otros aspectos dieron espacio a la búsqueda de esquemas de privatización. Como resultado de una investigación encargada por el gobierno provincial se sugirió que en la etapa de generación existía la necesidad de cambios estructurales, mientras que en distribución se sugería la concesión al sector privado.¹³⁸

Las inversiones del parque generador de EPEC mostraban atrasos importantes¹³⁹ y ello es consecuencia -entre otros aspectos- de los procesos de ajuste fiscal y de los subsidios intersectoriales que se produjeron a lo largo del tiempo (particularmente, desde la industria hacia el consumo residencial) debido a presiones políticas.

A partir de la implementación de la resolución 38/91, el funcionamiento del MEM llevó a que el precio de compra mayorista de la electricidad refleje el costo marginal de corto plazo de todo el sistema, variando el mismo de acuerdo al horario de uso y a la localización geográfica. En una situación de equilibrio económico, es de esperar que los costos de generación de centrales propias de EPEC tiendan a igualar al precio nodal que viene determinado por el precio de mercado spot. Ello es así, dado que si los costos propios de generación fueran superiores, resultaría más rentable comprar la energía al MEM.

La etapa de la generación no parece ser el cuello de botella de esta empresa provincial en términos del factor trabajo, ya que sólo el 17% del total del personal está afectado a esta etapa de la producción. No obstante, dadas las restricciones de multifuncionalidad que contempla el Convenio Colectivo de Trabajo de la Empresa, no sería posible destinar este personal (o parte del mismo) a otras tareas.

La etapa de transmisión es una en donde el proceso de transformación de EPEC encuentra situaciones complejas. Si bien en el orden nacional se ha buscado la privatiza-

¹³⁸ Trabajo encomendado a la Facultad de Ciencias Económicas, Universidad Nacional de Córdoba (1992).

¹³⁹ Sólo el 5% tiene una antigüedad de menos de 10 años, mientras que la edad media de los equipos es de 22 años. Además, el 25% de la energía total generada corresponde a las centrales hidráulicas que tienen el equipamiento más antiguo.

ción en esta etapa, existe una intención de parte del gobierno provincial de promover un marco regulatorio adecuado para evitar que sean favorecidas con la transmisión solamente zonas consideradas rentables. La empresa posee unos 4,000 km de redes de transmisión en distintos niveles de tensión y si bien esta etapa es la de menores costos, existen algunos datos que revelan importantes porcentajes de hurtos en la fase final de la sub-transmisión, como se ilustra en el cuadro III-5.

CUADRO III-5

EPEC: Facturación, pérdidas y hurtos de energía eléctrica

Año	Energía enviada GWh	Facturado a la red (%)	Uso propio en red (%)	Pérdida en red (%)	Hurto estimado (%)
1979	1883	83.1	4.4	12.6	1.4
1980	2065	83.1	4.7	12.3	1.1
1981	2248	82.4	3.4	14.2	3.0
1982	2349	82.4	4.6	13.0	1.8
1983	2583	81.1	4.4	14.4	3.2
1984	2673	81.6	3.7	14.7	3.5
1985	2711	83.1	2.7	14.2	3.0
1986	2966	82.3	1.8	15.9	4.7
1987	3086	81.7	2.1	16.2	5.0
1988	3586	81.6	2.6	15.8	4.6
1989	2927	79.4	3.1	17.5	6.3
1990	2960	78.4	2.1	19.5	8.3
1991	3251	79.0	2.3	18.8	7.6

Fuente: Diario La Voz del Interior 26/9/92.

La distribución, según la propuesta de la FCE-UNC, establece que, dada la característica monopólica de esta etapa, sería conveniente otorgarla vía concesión. De esta forma, sería posible un mayor control, además de dar pautas precisas en cuanto a los objetivos a alcanzar. Finalmente, uno de los aspectos a tener en cuenta es el elevado porcentual de participación del personal afectado que, si incluimos la comercialización, alcanza al 40% del total.

La acción inicial del gobierno de Córdoba en el área de energía eléctrica planteó la reconversión garantizando totalmente la preservación de fuentes de trabajo para los

agentes de EPEC. Se sostuvo que no debía existir desempleo ni costo social. De ocurrir privatizaciones, el mecanismo a utilizar sería el de concesiones, es decir, privatizar la explotación de determinados servicios pero no la propiedad estatal. Se prevé crear una sociedad anónima con participación estatal mayoritaria. En su primera fase, la privatización sólo alcanzaba la etapa de generación reservando la exclusividad estatal en la compra y distribución.

Al igual que lo establecido mediante la ley 23.696 (programa de propiedad participada) se concederán derechos de suscripción mediante coeficientes que tendrán en cuenta, en el caso de personal, la antigüedad en el cargo, nivel salarial y cargas familiares, en los usuarios y cooperativas se tendrá en cuenta la participación proporcional en la facturación anual de EPEC por venta de energía; en relación a los concesionarios se observará su participación en el mercado de generación provincial y en cuanto a los proveedores la participación en la adquisición de bienes e insumos que efectúa EPEC. Resulta clara la intención del gobierno provincial de diferenciarse del sistema de privatización emprendido por la Nación. El gobierno de Córdoba hacía hincapié en la inversión de capitales de riesgo. En este marco, se concesionaron las centrales térmicas "Ingeniero Francisco Bazán" y "Gobernador Zanichelli" previéndose inversiones por 18 y 30 millones de dólares, respectivamente. En ambos casos las empresas concesionarias deberían abonar un canon mensual por la depreciación de las maquinarias durante el lapso que dure el contrato, que en el caso de la central Bazán, alcanzaría los U\$S 50,000 si la explotación es a ciclo abierto y se reduciría a U\$S 20,000 si es a ciclo cerrado. Para el caso de la central Zanichelli, el canon sería de U\$S 100,000 mensuales. Cabe destacar que, debido a la presión sindical y a la existencia de algunas irregularidades detectadas en el sistema de licitación y adjudicación de estas centrales se anularon las concesiones y, por lo tanto, se postergó el traspaso a manos privadas. Oficialmente se determinó que como consecuencia de la presentación en concurso preventivo de una de las empresas participantes del consorcio beneficiado con la preadjudicación de las concesiones, estas últimas se anulaban.

Por último, el gobierno de Córdoba (pero no las autoridades de EPEC) reveló la intención de hacerse cargo de las centrales de Piedras Moras y del complejo Río Grande, ambas pertenecientes a AyE. Si bien esto genera un debate dentro de las autoridades provinciales (ya que EPEC, utilizando un empréstito con España, pretende la repotenciación

de las centrales Cassaffouth o Fitz Simon) también existen conflictos con la Nación ante la firme decisión de ésta de traspasar las centrales a manos privadas.

iii. Mendoza

En febrero de 1992, la provincia de Mendoza y la Nación firmaron un convenio que establecía la transferencia sin cargo a la provincia cuyana del dique El Nihuil y la conformación de una sociedad anónima encargada de la generación eléctrica. Las participaciones en esta sociedad serán un 51% en manos de una licenciataria monopólica, un 39% en poder del estado provincial (por el dique que se incorpora como activo de la empresa) y el 10% restante distribuido por medio del programa de propiedad participada (PPP).

La relación existente entre AyE y la empresa Energía Mendoza Sociedad del Estado (EMSE) debía ser regularizada mediante la cancelación de las deudas existentes hasta la firma del convenio. Con posterioridad, la provincia tendría que adquirir la energía a los precios surgidos de la participación en el MEM, y la empresa generadora podría realizar ventas en forma libre.

En cuanto al potencial energético de la provincia de Mendoza, la energía eléctrica anual media es de 3,194 millones de kWh, con una capacidad instalada de 1.125 MW. Esto permitió que en 1991 se generara el 8% de la demanda eléctrica del país con el 8,5% del total de potencia nacional instalada. Respecto a la operación con el SIN, hasta 1988 Mendoza fue exportadora neta, mientras que con posterioridad esta situación cambió.

La futura sociedad se desenvolverá en un marco de mejores disponibilidades, dado que sería factible alcanzar mejoras de rentabilidad basadas en la disminución de los costos operativos. Esto a su vez, redundaría en beneficios para el gobierno de Mendoza como consecuencia del paquete de acciones en su poder (39%).

b. Cooperativas

Las cooperativas eléctricas (que actúan en 22 provincias argentinas) fueron consideradas como grandes usuarias a los efectos de su reconocimiento en el MEM. Como se viera precedentemente, en la compra de la central Alto Valle participó una cooperativa neuquina, cuyas actividades se remontaban al año 1935. La federación de cooperati-

vistas de Mendoza ha mostrado interés en las privatizaciones de las centrales hidroeléctricas del Nihuil y algo similar ocurre con las cooperativas cordobesas, de existir privatizaciones de EPEC en ese ámbito provincial, y cooperativas patagónicas en las centrales de generación de esa región que pertenecían a AyE.

IV. El marco regulatorio

A. El espíritu del marco regulatorio

1. Las señales económicas de la regulación

La introducción de la competencia vía la desintegración vertical y horizontal de la industria requiere formas de regulación distintas a las aplicadas tradicionalmente en el sector eléctrico. Martha Hesse (1991) señala algunas tendencias en la industria de estos tiempos que vale la pena mencionar. En primer lugar, se destaca la creciente competencia, manifestada principalmente en la generación, mientras que en el transporte y distribución se puede observar cierta competencia por comparación (*yardstick competition*). En segundo término, se menciona el redescubrimiento del marketing, donde debido a la amenaza de la competencia los generadores se esfuerzan más por conseguir contratos con distribuidores y grandes usuarios.

En este contexto, el rol de la regulación difiere en algunos aspectos de lo que tradicionalmente se venía realizando. Concluye Hesse al respecto que *"la razón que fundamenta la regulación económica es la protección frente a los abusos de poder del mercado y no el proteger de la competencia a las empresas reguladas, ni que el criterio de los funcionarios (reguladores) reemplace al de los directivos (managers)."* Aceptando que la competencia es mucho más efectiva que cualquier regulación, se sugiere que la autoridad regulatoria establezca las condiciones para que la competencia funcione. Para ello, un principio general es que las reglas de juego sean parejas para todos. Para los que ya están en la industria y los que quieren entrar a ella.

El espíritu general de la regulación en el nuevo ordenamiento económico-institucional del sector eléctrico argentino incorpora estos elementos innovadores de la regulación en donde se pretende controlar a las firmas reguladas a través de la verificación del cumplimiento de obligaciones, sujeto a penalidades e incentivos, sin necesidad de inmiscuirse en la función de producción de la empresa, ni en su estructura de costos o metas de inversión.

Si uno de los objetivos principales de la transformación es la promoción de la competencia, ¿cómo introducir competencia en un mercado cautivo como el de la distribución? En el caso de SEGBA, la distribución se vio sometida a tres nuevas fuentes de

introducción y/o simulación de competencia. En primer término, la división horizontal de la actividad (tres prestadores donde antes había uno) permitirá la competencia en comparación. Las ventajas de esta división horizontal no se limitarían solamente a la eventualidad de que los usuarios y el regulador reclamen en función de la prestación de la otra empresa que brinda servicios en condiciones similares. También esta acción permitirá que en el futuro, si la tecnología evoluciona de forma tal en que el servicio ya no es definido como monopolio natural en su ámbito de incumbencia, el sector queda estructuralmente mejor preparado para la interacción competitiva futura. En segundo lugar, el sistema de incentivos y penalidades que se describirá más adelante está diseñado de forma tal que simule lo mejor posible condiciones competitivas en la prestación del servicio. Finalmente, y quizás esto sea lo más importante en cuanto a impactos más inmediatos, parte de los clientes que antes eran cautivos (los grandes usuarios) ahora pueden optar por abastecerse por la fuente tradicional vía distribuidor, o hacerlo a través de proveedores alternativos que sean agentes del MEM, sean éstos generadores o cualquier otro agente del MEM que esté dispuesto a vender excedentes.

La regulación a través de incentivos en la etapa de distribución debe ser complementada con la regulación en el transporte, actividad que también aparece en condiciones monopolísticas. La clave del esquema propuesto para el transporte yace en la definición de acceso abierto de la red, con la consecuente obligación de transportar por parte del concesionario o propietario de la línea. Esto se ha complementado con un adecuado sistema de precios que permita una remuneración justa a esta actividad y con mecanismos preestablecidos para facilitar la expansión de capacidad del sistema.

La instrumentación de la regulación fue pensada a través de organizaciones que están interrelacionadas entre sí. En primer lugar, el rol de establecer las políticas del sector y las normas que regulan la actividad queda reservado al ámbito de la SE. Dentro de la misma, el CFEE maneja, como en el pasado, las cuestiones con las provincias y la administración de los fondos especiales. Dos nuevos agentes aparecen en escena. La regulación física de las operaciones del despacho y la administración del mercado recae sobre Cammesa, organismo que se crea sobre la base del Despacho Nacional de Cargas pero que se transforma en una sociedad anónima representada por todos los grupos integrantes del MEM junto al Estado Nacional. Finalmente, el ENRE tendrá amplias funciones de poder regulatorio, en especial en cuanto a las connotaciones económicas relacio-

nadas a aspectos tarifarios, entrada a la industria, verificación y control de metas de calidad, y solución de conflictos entre partes.

En lo que sigue se señalan los pocos elementos regulatorios existentes en la actividad de generación, para luego describir el funcionamiento del MEM y sus señales económicas y estudiar con mayor detalle la regulación de las actividades que conservan características monopolísticas, es decir el transporte y la distribución.

2. La actividad de generación

Esta actividad no reviste carácter monopolístico, por lo que bien podría decirse que no se justifica la existencia de la regulación en generación. Sin embargo, existen al menos tres cuestiones que requieren la injerencia de una autoridad regulatoria. Estas son:

- a. El ajuste perfecto e instantáneo entre oferta y demanda requiere coordinación física de despacho ya que la demanda no se conoce con exactitud hasta el momento final del abastecimiento.
- b. Los generadores hacen uso conjunto de una red común y deben coordinar sus acciones a los fines de satisfacer los requerimientos de minimización global del costo de producción y de compartir las reservas de potencia.
- c. La explotación de recursos hidroeléctricos requiere coordinación y control debido a los usos alternativos del agua y al impacto ambiental que ocasiona.

a. Térmica convencional

La generación a través de centrales de este tipo está prácticamente libre de regulación. No hay barreras a la entrada, es decir, cualquier firma puede iniciarse en esta actividad con sólo operar y mantener sus instalaciones en forma que no constituyan peligro alguno para la seguridad pública y con cumplir las normas técnicas de funcionamiento que a sus efectos emita el ENRE.¹⁴⁰ La regulación es mayormente de tipo física para aquellos generadores que son parte integrante del MEM, ya que deberán cumplir con to-

¹⁴⁰ Por el artículo 17 de la ley 24.065 la infraestructura física y la operación de los equipos asociados con la generación, deberán adecuarse a las medidas destinadas a la protección de las cuencas hídricas y de los ecosistemas involucrados. Asimismo, deberán responder a los estándares de emisión de contaminantes vigentes y los que se establezcan en el futuro en el orden nacional por la SE.

dos los requisitos que ello implica: brindar información acerca de nivel de disponibilidad, potencia puesta a disposición, reservas, costo de combustible, etc. El funcionamiento del MEM y la importancia económica de este tipo de regulación física son discutidas más adelante en este capítulo.

Además de la regulación "física" relacionada a las cuestiones de despacho en el MEM, se consideró necesario imponer determinadas normas para fomentar el buen funcionamiento de los mercados a término. Cuando un distribuidor firma un contrato de suministro con un generador y éste es el responsable de una eventual falta de suministro, entonces las penalidades surgidas de la obligación de suministro a nivel de la distribución se transfieren al generador. Para esto se prevé que el generador que no pudiera cumplir con el suministro comprometido con la distribuidora, deberá abonar a esta última una multa igual al importe resultante de multiplicar la cantidad de energía no suministrada por el 25% del costo de falla vigente al momento de producirse el incumplimiento o al momento del pago.¹⁴¹ El valor de este último será de U\$S 0,75 por kWh hasta el 30 de abril de 1993 y de U\$S 1,50 por cada kWh a partir del 1 de mayo de ese mismo año.

Finalmente, a los fines de evitar la concentración económica en el sector, los propietarios de centrales de generación deben observar las limitaciones en cuanto a poseer intereses en actividades de distribución y transporte. Ninguna empresa generadora podrá ser propietaria o accionista mayoritario de una empresa transportista. No obstante ello, el PEN podrá autorizar a un generador a construir, a su exclusivo costo y para su propia necesidad, una red de transporte, para lo cual establecerá las modalidades y forma de operación.¹⁴² Los generadores privados que a su vez integren consorcios en la distribución, deberán tener en el MEM una capacidad de generación inferior al 10% de la potencia nominal instalada en el país.

¹⁴¹ Si la distribuidora no abonare la energía recibida en las condiciones establecidas en el contrato, deberá abonar al generador respecto del monto de la deuda, un interés igual al que cobre el Banco de la Nación Argentina por sus operaciones de descuento de documento a treinta días.

¹⁴² Artículo 31, ley 24.065.

b. Hidroeléctrica

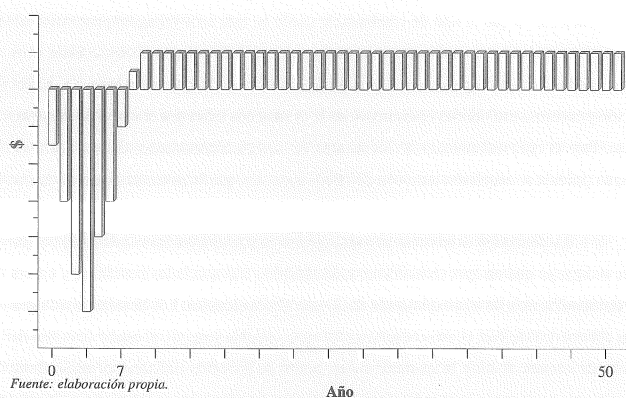
i. La necesidad de regulación

La generación hidroeléctrica requiere un tratamiento distinto al de la generación convencional ya que el tipo de combustible usado en este caso (el agua) posee usos alternativos que son competitivos con el de la generación de energía eléctrica. Estos usos se refieren tanto al riego, como al manejo de caudales río abajo, actividades de recreación y turismo, actividades económicas de la cuenca afectadas por el embalse de aguas, etc. Para el aprovechamiento de las fuentes de energía hidroeléctrica de los cursos de agua pública se requiere concesión del PEN toda vez que la potencia nominal que se quiera instalar exceda los 500 kW.

La concesión debe tratar una serie de temas y establecer las condiciones en que se otorga, ya que un aprovechamiento hidroeléctrico trae asociados beneficios y costos relacionados no sólo a la explotación de la generación eléctrica. Los beneficios incluyen al control de crecidas, el uso consuntivo del agua (potable y riego), el establecimiento de vías de comunicación y la aparición de un centro de atracción turística potencial. Entre los costos se destacan la inundación del territorio y las alteraciones del medio ambiente. Otra de las características esenciales de la explotación hidroeléctrica es que las obras demandan un gran esfuerzo inicial en términos de inversión para un flujo de beneficios esperados que se materializa en un período largo de maduración, de aproximadamente cincuenta años. Esto hace que, aunque su explotación sea económicamente conveniente exista un problema financiero en donde hay un alto riesgo de que el proyecto no sea rentable cuando la ejecución de la inversión sufre demoras o incrementos de costos no previstos (ver gráfico IV-1). El caso más ejemplificador de este problema viene dado por la central de Piedra del Aguila, donde los atrasos y sobre costos implicaron erogaciones de capital superiores a las previstas.¹⁴³

¹⁴³ Los sobre costos en este caso se reconocen por lo menos dos fuentes: las elevaciones de precios debido a la mala renegociación de contratos por parte del Estado en épocas de alta inflación y al incremento del costo de paleocause (en una relación de 6 a 1 con lo presupuestado originalmente). Distinto es el caso de la obra de Pichi Picún Leifú, donde el proyecto se caracteriza por su rentabilidad negativa desde el comienzo mismo de su gestación.

GRAFICO IV-1
Horizonte financiero de flujo de fondos
en proyectos hidroeléctricos



Fuente: elaboración propia.

Salvado ese problema financiero, y suponiendo que la comparación entre generación hidroeléctrica y generación térmica mostrara la conveniencia de la utilización del recurso hídrico, se debe resolver la asignación del excedente entre quien realizó la inversión de riesgo para ejecutar el proyecto y el concedente del uso del recurso natural, lo que se logra fijando un canon por el uso del agua en el contrato de concesión.

ii. Manejo de aguas

Las distintas unidades de negocio de Hidronor salieron a la venta mediante un contrato de concesión. En el caso de las unidades de Cerros Colorados, Chocón y Alicurá el contrato tipo incluía los siguientes aspectos:

- a. Perímetro
- b. Inventario
- c. Seguridad de presas
- d. Manejo de aguas
- e. Guardias permanentes
- f. Protección al medio ambiente
- g. Seguros
- h. Obras y trabajos obligatorios

Las claves para la operación de las centrales vienen dadas por las normas sobre manejo de aguas, seguridad de presas y protección al medio ambiente.

El manejo de las aguas básicamente se refiere a la fijación de caudales máximos y mínimos de erogación de los ríos aguas abajo, en las diferentes franjas en que se pueda encontrar el embalse. Este manejo, y más específicamente la determinación del caudal máximo de erogación, ha sido la piedra angular del debate entre la Nación y las provincias de Río Negro y Neuquén. Los objetivos de preservar la seguridad de las poblaciones aguas abajo deben armonizarse con las consecuencias de limitar el módulo máximo de los ríos, ya que esto puede producir pérdidas en la capacidad de regulación en los embalses, siendo el agua que ingresa a ellos en estas circunstancias determinada por condiciones aleatorias.

En los contratos de concesión de las centrales de Hidronor se definen conceptos relacionados con el manejo de aguas, los cuales poseen estrecha relación con la seguridad pública.¹⁴⁴ A continuación se mencionan los más relevantes. Nivel Máximo es aquel que no se debe superar a los fines de garantizar la estabilidad de la presa. Nivel Mínimo Normal es el nivel que permite el funcionamiento normal de las turbinas de la central hidroeléctrica. Además, asegura una reserva para los requerimientos de caudal mínimo aguas abajo. En el Nivel Mínimo Extraordinario, el embalse no puede descender de esa cota para no ver comprometida la estructura física del diseño. Nivel de Alerta es el nivel a partir del cual, para la operación del embalse y manejo del agua, tendrá prioridad contar con capacidad de embalse para garantizar el control de crecidas y la seguridad de la presa.

La operación de las represas se encuentra relacionada con el nivel de embalse. De esta forma, obtenemos cuatro franjas de operación:

1. Extraordinaria: cuando la represa opera por debajo del mínimo normal.
2. Normal: por encima del nivel mínimo y por debajo del nivel de alerta.
3. Atenuación de crecidas: por encima del nivel de alerta y por debajo del nivel máximo.
4. Emergencia: por encima del nivel máximo.

¹⁴⁴ Los temas estrictamente relacionados a la seguridad de presas e impactos ambientales son tratados en el capítulo cinco.

Los caudales erogados guardan relación con la franja de operación. Así, un caudal de atenuación es el caudal medio aguas abajo que el concesionario deberá erogar del dique compensador cuando el nivel de embalse se encuentra en la franja de atenuación. La operación del embalse está entonces condicionada a la franja de operación en que se encuentre. Cada franja define un caudal mínimo y máximo de operación, y el concesionario deberá mantener la erogación del dique compensador entre estos dos valores.

A modo de ilustración, se definen dos conceptos relacionados con el régimen de caudal, para el caso de la unidad Cerros Colorados. Caudal Máximo de Drenaje, es el caudal medio del río Negro que quedará limitado, entre el 1 de enero al 30 de abril, para facilitar el drenaje en las zonas bajo riego; Caudal Máximo de Operación, es el valor del caudal medio aguas abajo que el concesionario no podrá superar y que se establece con la norma de operación para la franja en que se encuentre el embalse. El concesionario tiene la responsabilidad de garantizar el caudal mínimo para el río Neuquén y parte del caudal mínimo para el río Negro¹⁴⁵.

El caudal a turbinar resultará del despacho que realice Cammesa, y el concesionario deberá verificar que el caudal erogado del dique compensador cumpla con las restricciones de caudal mínimo y máximo de operación correspondientes.¹⁴⁶ El concesionario no será responsable de cualquier daño que provoque la erogación del caudal máximo de operación.

En los contratos se menciona la operación del dique compensador, el cual tenderá a regular las variaciones en las erogaciones del embalse aguas arriba. Se define como caudal regulado a la condición de mantener el caudal erogado por el dique compensador con una variación inferior a un máximo establecido. El concesionario no será responsable de los daños que las variaciones en el caudal regulado produzca aguas abajo. En cambio, el concesionario sí será responsable de la operación del dique compensador para mantener un caudal regulado aguas abajo, compatibilizando su operación con el caudal a erogar aguas arriba. Asimismo, será responsable de cualquier daño aguas abajo que se

¹⁴⁵ Si la diferencia entre el caudal mínimo del río Negro y la suma de los caudales mínimos de los ríos Limay y Neuquén es positiva, el concesionario deberá aportar el caudal mínimo faltante del río Negro.

¹⁴⁶ Por ejemplo, en el caso de la unidad Cerros Colorados, el concesionario está autorizado, en caso de un pico de crecida, a dejar pasar por el río Neuquén en Portezuelo Grande todo el caudal que no pueda derivar al embalse por superar la cantidad del canal derivador, pudiendo en estos casos resultar erogado del dique compensador El Chañar un caudal mayor que el máximo de operación.

origine en una mala operación de los compensadores y que signifique no cumplir con los requerimientos de caudal y de regulación establecidos en la concesión.

La Autoridad Interjurisdiccional de Cuencas (AIC) constituye el organismo responsable de la gestión ambiental en la cuenca y el ordenamiento territorial del agua; mientras que el ORSEP ejercerá el poder de contralor. La AIC tendrá dentro de sus funciones más importantes:

- a. Informar al concesionario cuando se pasa del régimen de caudal mínimo normal al extraordinario.
- b. Informar cuando se dispone el retorno al régimen de caudal mínimo normal.
- c. Informar los cambios producidos en el río Negro, producto de los cambios ocurridos en los ríos Limay y Neuquén.
- d. Acordar conjuntamente con el concesionario mejoras de las estructuras de captación de agua a fin de disminuir las necesidades de erogación.¹⁴⁷
- e. Aprobar la construcción de nuevas tomas en los ríos Negro y Neuquén.
- f. Informar las modificaciones sobre el caudal máximo de drenaje.¹⁴⁸
- g. Notificar incrementos en el caudal aguas abajo si se prevé que el río pasará a la franja de operación de atenuación de crecidas. Estos valores pueden, incluso, ser mayores al caudal máximo normal.
- h. Informar pedidos de modificación en las normas de operación.
- i. Solicitar al concesionario una mayor erogación del dique compensador para mantener el cauce aguas abajo. Dicho caudal podrá superar el caudal máximo normal aunque el embalse se encuentre en la operación normal.
- j. Verificar que el caudal medio previsto para el río Negro no supere el valor máximo establecido, salvo por razones que así lo justifiquen.¹⁴⁹

¹⁴⁷ La concesionaria se ve motivada a efectuar este pedido si entiende que parte de los requerimientos de caudal mínimo para los ríos Neuquén y/o Negro se originan en un funcionamiento deficiente de las tomas.

¹⁴⁸ Aquí el concesionario está autorizado a no cumplimentar esta disposición cuando la misma significa que vulnerar el caudal mínimo de operación o superar el nivel de alerta.

¹⁴⁹ Estas razones son: atenuación, caudal mínimo o gradiente aguas abajo.

k. Informar cambios en la condición de los caudales.

l. Aprobar modificaciones transitorias a las restricciones de caudal a pedido del concesionario o de Cammesa.

c. Empresas remanentes del Estado

Quedan en manos del Estado entes binacionales y la CNEA, que juntos aportaron en 1992 el 38.9% de la generación bruta total del SIN y el 14.48% de la potencia instalada.¹⁵⁰ Además, durante la etapa de transición, varias centrales térmicas e hidroeléctricas (en especial las de Hidronor) convivieron con los generadores privados en el funcionamiento del nuevo esquema.¹⁵¹

La ley 24.065 establece la forma de remuneración para aquellas empresas de generación de propiedad total o mayoritaria del Estado. Las mismas pueden recuperar solamente sus costos operativos y de mantenimiento totales que les permitan mantener la calidad, continuidad y seguridad del servicio, cuyo concepto y metodología de determinación serán establecidos por la SE.¹⁵²

Cada una de estas centrales de generación importantes que todavía estaban bajo la órbita del Estado fueron entonces remuneradas de acuerdo a este criterio especial de costo operativo. En los emprendimientos binacionales como CTMSG, por ejemplo, con anterioridad a la transformación la empresa percibía un pago que surgía de los convenios prefijados en los acuerdos con Uruguay, que resultaban en una tarifa "financiera" (de aproximadamente \$24 mills/kWh) calculada en función de la amortización de los préstamos pendientes de CTMSG. En función de la renegociación de deuda que Argentina encaró con sus acreedores externos y en virtud de la concreción del plan Brady de reducción de obligaciones, la SE consideró que esta tarifa "financiera" carecía de sentido económico. Con CTMSG, entonces, la SE fijó un monto mensual de U\$S 1.5 millones (más lo que le corresponda por regalías) destinado a cubrir los costos operativos de la empresa.¹⁵³

En el caso de la CNEA se le reconoce una remuneración promedio (que incluye tanto los pagos a energía como de potencia) de \$ 31.5 mills por kWh, en base a una presentación propia que sobre sus costos operativos hiciera este organismo.¹⁵⁴

Algo similar ocurría en Hidronor, con la sola diferencia que en vez de reconocerse un precio medio de la energía y potencia, se asignaba un monto fijo por mes, al igual que con la CTMSG.¹⁵⁵

AyE también realizó una presentación de sus necesidades, las cuales fueron consideradas como excesivas por la SE, determinándose un valor de \$ 27 por MWh para las necesidades de las centrales remanentes pertenecientes a esta empresa.

Como estas empresas remanentes del Estado comercializan toda su energía en el mercado spot, los excedentes resultantes entre el precio spot y el precio reconocido de su remuneración se destinan al llamado Fondo de Excedentes, creado por la ley 24.065.

El Fondo de Excedentes financió durante 1992 al denominado Fondo de Estabilización del MEM¹⁵⁶, aunque también aportó para la finalización de obras como la de Piedra del Aguila, para cubrir déficit de AyE, y en el futuro próximo es posible que se asignen partidas para financiar la terminación de Atucha II.

¹⁵⁰ Estas cifras no incluyen Yacretá.

¹⁵¹ También a la fecha de cierre de publicación de este libro quedaban algunas pequeñas centrales de generación de AyE en trámite de venta.

¹⁵² Artículo 37, ley 24.065.

¹⁵³ Resolución SE 50/92.

¹⁵⁴ Valores vigentes según resolución SEE 81/92.

¹⁵⁵ Establecido en U\$S 9 millones, según resolución SE 50/92.

¹⁵⁶ Este fondo fue creado para financiar un mecanismo de estabilización de precios y está constituido por la diferencia entre el precio estacional cobrado a los distribuidores y el precio spot pagado a los generadores por la energía comercializada en el mercado spot. En el capítulo V se discuten algunas de las implicancias de este mecanismo estabilizador.

B. La organización del MEM

1. Las bases del MEM

El MEM (Mercado Eléctrico Mayorista) se define como el punto de encuentro entre la oferta y la demanda de energía eléctrica en tiempo real, y si bien la localización de éstas se encuentra dispersa por casi todo el país¹⁵⁷, su ubicación geográfica coincide con el centro de carga del sistema (área Gran Buenos Aires-Litoral). El precio de mercado (p^m), por lo tanto, es el precio localizado en el centro de cargas. Los puntos de entrada/salida (nodos) del MEM se ubican sobre la red troncal de transporte. Cada uno de estos nodos tiene un precio que está expresado en función del p^m y del factor nodal asociado al punto de conexión sobre la red de transporte en un momento determinado en el tiempo. Por el factor nodal se vincula el precio de mercado con el costo de transporte entre el mercado y ese punto. El factor nodal, a su vez, tiene una dimensión temporal horaria ya que un mismo nodo puede llegar a ser exportador o importador en un mismo día.

Son agentes activos del MEM los concesionarios de actividades de generación hidroeléctrica, y de transporte y distribución en los términos de la ley 24.065; los generadores (incluyendo autogeneradores) y grandes usuarios que soliciten y obtengan autorización de la SE¹⁵⁸; los distribuidores de jurisdicción provincial y cooperativas autorizadas por la SE y las empresas de países interconectados autorizados a operar. Estos agentes deben entregar a Cammesa la información requerida para la llamada "Base de Datos del Sistema", que está a disposición de todos los integrantes del MEM.

Tal como es señalado en Arizu y Caruso (1992), para un generador vinculado al MEM su costo de generación está dado por el costo marginal de operación más el costo de transporte desde su nodo de conexión hasta el mercado. Cuanto más alejado del centro de carga y cuanto menos confiable es el vínculo del transporte, más cara se vuelve la energía exportada desde un nodo remoto.¹⁵⁹

¹⁵⁷ El SIN abarca a todo el territorio nacional con excepción de Misiones y el sur de la Patagonia. Estas dos regiones tienen a su vez sus propios mercados mayoristas en donde se determinan precios llamados "locales".

¹⁵⁸ Los grandes usuarios, para ser agentes del MEM, deben poseer una demanda mínima de 5 MW y participar en el mercado a término contratando por lo menos el 50% de su demanda prevista. La demanda de energía restante no cubierta por contratos será comprada en el mercado spot.

¹⁵⁹ El factor nodal del centro de cargas (Ezeiza) es igual a la unidad, mientras que los nodos situados en áreas exportadoras tienen factores menos a uno. Un nodo localizado en un área importadora alejada del centro de carga, por el contrario, tiene un factor nodal superior a la unidad.

El generador también recibe una remuneración por la potencia puesta a disposición del sistema, sea ésta potencia operable o reserva fría. Para brindar una señal destinada a aumentar la capacidad existente, esta remuneración tiene un componente variable que aumenta cuando mayor es el riesgo de que la demanda no sea abastecida dentro del sistema. Además de un cargo fijo, existe entonces un sobreprecio por potencia puesta a disposición (SPPD) que es función del grado de riesgo de desabastecimiento y del costo económico de la energía no suministrada (CENS).

Para garantizar la operabilidad técnica del sistema se remuneran también servicios adicionales como la reserva fría, la regulación de frecuencia, el control de tensión, la disposición a parar grupos a requerimiento de Cammesa, etc.

El MEM también está compuesto de un mercado a término o mercado futuro, donde los agentes reconocidos pueden celebrar contratos por cantidades, precios y condiciones libremente pactadas entre las partes, tanto sean de potencia¹⁶⁰ como de energía.¹⁶¹ Los generadores del Estado, por su parte, tienen prohibido realizar contratos. La existencia de contratos no implica prioridad alguna en el despacho. Cammesa se reserva la responsabilidad final de administrar estos contratos dentro del MEM, es decir, realizar su seguimiento en cuanto a los apartamientos entre la energía generada, y la comprometida y entre la potencia comprometida como reserva y la disponible real.

Una clave importante para el desarrollo del mercado está contenida en el contrato de concesión de los distribuidores reconocidos como agentes del MEM. En estos contratos la obligación de suministrar (a riesgo de ser severamente penalizado) le impone al

¹⁶⁰ En un contrato de reserva fría de potencia un generador compromete la disponibilidad de potencia como reserva para ser convocada por el contratante. La máquina contratada a estos efectos sólo interviene en el despacho del MEM y solamente generará en la medida que resulte convocada por Cammesa. Estando despachada, la generación se ajustará a las condiciones contratadas y no será comercializada en el mercado spot ni interviene en la fijación de precios horarios. Cada máquina puede tener como máximo un contrato de reserva fría, cobrándole por la potencia puesta a disposición dentro del contrato -sea convocada o no y en la medida que se verifique su disponibilidad real, no pudiendo contratar faltantes en el MEM- y cuando resulte convocada cobrándole por la energía generada de acuerdo a las cláusulas contractuales. Un generador, no obstante, puede contratar de sus pares reserva fría hasta la potencia máxima comprometida en sus contratos de abastecimiento, teniendo como límite la potencia que sea capaz de producir y, por consiguiente, respaldar.

¹⁶¹ En los contratos de abastecimiento de energía eléctrica el generador puede cubrirse con energía propia o con energía comprada en el MEM. El abastecimiento comprometido puede expresarse como un valor fijo de potencia o como un porcentaje de la demanda a satisfacer. En el caso de autogeneradores y de empresas extranjeras, los contratos deben ser aprobados previamente por la SE y los precios pactados no deben ser inferiores a un valor mínimo que represente el costo económico de su producción. Esto se hace para evitar subsidios en la generación que impliquen prácticas discriminatorias en contra de otros generadores.

distribuidor la necesidad de garantizarse niveles de suministro adecuados para atender su demanda. En el mercado, esta garantía puede obtenerse a través de contratos a término en condiciones de cantidad y precios libremente pactados con los generadores u otros vendedores mayoristas de electricidad. Aquella porción de la demanda que no está sujeta a relaciones contractuales en el mercado a término, se canaliza a través del mercado spot. Los contratos a término, a su vez, añaden mayor estabilidad a las actividades futuras de los generadores, brindando estímulos para la expansión de la capacidad de generación y transporte en caso de vislumbrarse futuros faltantes de oferta de estos dos elementos.

Para desalentar actitudes especulativas en el mercado a término se han introducido los denominados "precios de referencia estacionales". Al distribuidor, que establece precios en base al precio mayorista al cual se abastece más un valor agregado de distribución (VAD), se le reconocerá como precio de abastecimiento el precio estacional fijado por Cammesa y como consecuencia computará a favor o en contra toda diferencia que surja entre el precio pactado en los contratos a término y el precio estacional. Estos precios estacionales tienen una revisión trimestral. De esta forma se logra suavizar la volatilidad del mercado spot en los precios finales de la electricidad. Las señales de precio percibidas por los consumidores finales reflejan las distintas condiciones cambiantes de la oferta y la demanda, pero en forma estacional y con variaciones menos abruptas.

Por el lado de la generación además, se han fijado precios máximos que se reconocen a los precios de los combustibles y fletes para evitar posibles conductas perversas con respecto a la información técnica que se suministra a Cammesa. Los combustibles líquidos como el fuel oil y el crudo están atados a un precio de referencia internacional dado por el mercado de Nueva York (que luego se corrige por el flete). En algunas épocas del año el precio de exportación es el valor tomado para fijar los tope máximos.

Finalmente, el MEM ha sido definido como un sistema de fronteras permeables, para permitir así la integración con países vecinos en donde se pueda importar/exportar electricidad y se pueda utilizar la red de transporte argentino como mecanismo de interconexión regional. Las únicas salvedades en este caso son que los precios a los cuales los países lindantes comercialicen la energía eléctrica responda a criterios de costo económico y que no haya discriminaciones en el uso de la capacidad de transporte.

Además del MEM, existen otros dos "mini" mercados mayoristas en el territorio argentino que actualmente no están interconectados con el SIN. Hasta tanto ello ocurra, tanto el sistema de Misiones como el sistema sur-patagónico funcionan como mercados propios donde se determinan precios locales. Cammesa es el organismo encargado de la operación de ambos mercados. En el caso del sistema sur-patagónico, la CONADEPA (Comisión Nacional para el Desarrollo de la Patagonia) sugiere descentralizar este manejo para que la programación operativa y la realización de las transacciones económicas de este sistema se puedan conducir desde la misma región. De la misma manera en que dentro de estos mini-mercados se determinan precios locales, cuando en el SIN existen restricciones de transporte o distribución que no permiten vincular toda la generación y demanda de un área con el centro de cargas, se considera que dicha área está desvinculada al mercado y por ende se procede al cálculo de precios locales.

2. Determinación del precio spot en base a costos marginales

a. Un modelo sencillo

Según el ordenamiento vigente (ley 24.065) el mercado spot se regirá por precios de sanción horaria en base al costo marginal de corto plazo. Dicho costo está constituido por el consumo de combustible. Se realiza a continuación la construcción de una ilustración muy sencilla suponiendo que a una hora determinada existen tres máquinas en condiciones de abastecer energía eléctrica, como sigue:

i. La máquina A, con una potencia de 300 MW, opera a un costo de U\$S 20/MWh o en forma equivalente 20 mills/kWh usando gas como combustible. Para simplificar se supone que dicho costo de combustible es constante, cualquiera sea el nivel de carga.¹⁶²

ii. La máquina B, con una potencia de 200 MW, opera a un costo de U\$S 25/MWh usando gas.

iii. La máquina C, tiene una potencia de 100 MW, y tiene un costo marginal de corto plazo de U\$S 30/MWh.

En el gráfico IV-2 se representa la curva de oferta de este mercado, recordando al efecto que en un mercado competitivo la curva de oferta está dada por la sumatoria ho-

rizontal de las curvas de oferta de las empresas individuales, bajo el supuesto de que no existen economías o deseconomías externas.

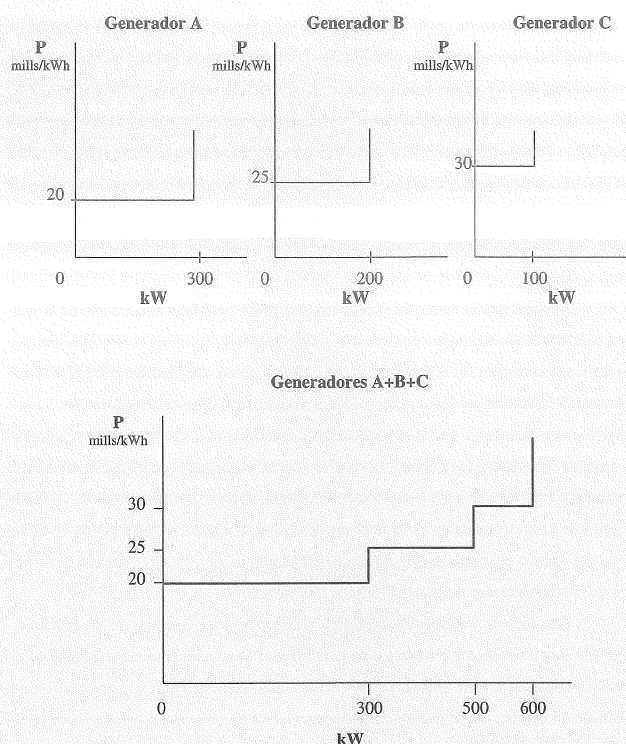
Si la demanda para esta hora determinada es igual o menor que 300 MWh obviamente será satisfecha mediante el uso de la máquina A y las máquinas B y C no producirán generación alguna. El costo marginal del sistema, que es el costo marginal correspondiente a la máquina más ineficiente en operación, resulta igual a U\$S 20/MWh. Si, por el contrario, la demanda horaria se encuentra entre 301 y 500 MWh el costo marginal del sistema será igual a U\$S 25/MWh puesto que toda demanda en exceso de 300 MWh deberá ser atendida mediante la utilización de la máquina B. Resulta evidente que esta situación genera una cuasi-renta (ingresos en exceso de los costos variables de producción) para la máquina A, puesto que obtiene U\$S 5/MWh por sobre sus costos de combustible.

Siempre que la demanda exceda los 500 MWh hará falta el concurso de la máquina C, pudiendo distinguir dos situaciones diferentes. La primera se presenta cuando la demanda no supera los 600 MWh, en cuyo caso el costo marginal del sistema está dado por U\$S 30/MWh, el costo marginal de la planta más ineficiente en operación. La segunda situación emerge cuando la demanda es superior a 600 MWh, que es el límite de capacidad que puede abastecerse en este caso simplificado, dado que el precio deberá ser superior a U\$S 30/MWh a los efectos de igualar la oferta con la demanda. Es fácil advertir que si la demanda es elevada el precio de equilibrio del sistema puede ubicarse muy por encima del costo marginal de la máquina más ineficiente en operación de forma tal que aun dicha máquina puede obtener cuasi-rentas.

Este ejemplo tan sencillo captura algunos aspectos esenciales de las funciones que enfrenta Cammesa, a los efectos de garantizar el abastecimiento más eficiente de la demanda de electricidad. En efecto, el procedimiento consiste en minimizar el costo de producción del sistema, lo que queda automáticamente garantizado si se incorporan (despachan) las máquinas de acuerdo a sus costos crecientes a medida que aumenta la demanda. Debe observarse que la igualación del precio con el costo marginal de corto plazo garantiza que la oferta y la demanda sean iguales y que el precio pagado por el último MWh resulta igual al costo de proveerlo, medido en términos de combustible. Ello lleva a la conclusión de que los demandantes reciban señales correctas con relación al uso de la energía eléctrica.

¹⁶² Las reglamentaciones vigentes contemplan cuatro niveles de consumo en función de la carga.

GRAFICO IV-2
Ejemplo de curvas de oferta en la generación



Fuente: Elaboración propia.

La teoría económica convencional, sin embargo, sugiere una objeción importante al criterio de fijación de precios según el costo marginal de corto plazo, aún en un caso tan simplificado como el aquí considerado. En efecto, si el sistema opera con frecuencia al límite de su capacidad deberá considerarse la conveniencia de aumentar la capacidad de generación y deberá evaluarse si convienen dichas ampliaciones mediante el criterio del costo marginal de largo plazo. La aplicación de esta metodología requiere sin embargo, contar con buenas predicciones de los niveles futuros de demanda, como así también capacidad financiera por parte de las empresas generadoras para encarar las ampliaciones de capacidad requeridas para abastecer las demandas previstas, siendo igualmente necesario que dichas ampliaciones se ejecuten en forma eficiente, cumpliendo fielmente los plazos y costos presupuestados. La experiencia histórica reciente enseña que en la Argentina ninguna de estas tareas fue bien desarrollada por parte de las empresas públicas que no sólo generaban electricidad sino también actuaban como distribuidoras y transportistas siguiendo el esquema anterior de integración vertical.

A continuación se consideran los diversos factores que subyacen en la determinación de las curvas de oferta y demanda y que son, por lo tanto, responsables de las fluctuaciones del costo marginal de corto plazo.

Comenzando por los cambios que afectan los costos de generación y por ello influyen sobre la función de oferta, se pueden distinguir varias situaciones:

- Cambios en los precios de los combustibles. Los precios de los combustibles como el gas oil y el fuel oil para las plantas generadoras en Argentina se ven influenciados por las condiciones prevalecientes en los mercados internacionales, debido a que existen períodos durante el año en que se importan.
- Cambios en disponibilidad de gas. Debido a las restricciones que se operan en el sistema de transporte de gas natural, suele ocurrir que las turbinas de vapor y turbinas de gas no puedan quemar este último, lo cual acontece frecuentemente durante el invierno y deban quemar combustibles alternativos como el fuel oil y el gas oil. El cambio en los costos de operación que tal situación puede traer aparejado se ilustra a continuación usando ejemplos específicos que tienen en cuenta los valores de los combustibles usados en la programación estacional Noviembre 1992- Abril 1993. La turbina a vapor número 7 de la Central Costanera, de 310 MW de potencia, tiene un consumo específico de 2,250 kilocalorías por kWh. Su costo marginal de corto plazo es de U\$S 20/MWh si quema gas al precio estacional aludido, pero dicho costo asciende a U\$S

24.30/MWh si quema fuel oil (factor de flete igual a 1). Se trata en este caso de un aumento del 21.5% como consecuencia del cambio de combustible. La turbina de vapor de la Central Pilar de EPEC, de 75 MW de potencia, con un consumo específico de 2,840 kilocalorías por kWh, opera con un costo de U\$S 22.20/MWh si quema gas (factor de flete 0.88) y con un costo de U\$S 37.20/MWh si quema fuel oil (factor de flete 1.21). Se trata en este caso de un aumento notablemente superior al obtenido anteriormente, dado que asciende al 59%. Una razón importante para explicar esta discrepancia con el caso anterior radica en los factores de flete: ellos originan que el precio relativo del gas natural en relación al del fuel oil sea menor en Córdoba que en la Capital Federal. Los ejemplos anteriores se refirieron al efecto de sustituir gas por fuel oil, mientras que el siguiente se propone ilustrar el impacto que puede ocasionar la falta de gas y su reemplazo por gas oil. La turbina a gas número 1 de la Central Deán Funes de EPEC, con una potencia de 16 MW y un consumo específico de 3,660 kilocalorías por kWh tiene costos de U\$S 28.60 y 85.30 por MWh, según queme gas natural o gas oil respectivamente. El encarecimiento operado por el reemplazo de combustible asciende en este caso al 198%.

c. Cambios en la disponibilidad de las máquinas, ya sea por mantenimientos programados o forzados por desperfectos. Si se vuelve a la situación representada en el gráfico IV-2 podemos ver lo que sucede cuando la máquina A no puede generar electricidad. El costo marginal del sistema salta a U\$S 25 MWh aun cuando la demanda no supera los 200 MWh dado que B resulta ser la única máquina despachada. Si la demanda supera este valor y siendo, asimismo, menor que 300 MWh, el costo marginal del sistema se eleva a U\$S 30/MWh. Por último, el precio del mercado spot que iguala la oferta y la demanda supera este valor para cualquier demanda superior a los 300 MWh.

Se ilustran a continuación las oscilaciones que puede sufrir la demanda.

a. El estado del ciclo económico que tiene una fuerte influencia sobre el nivel del PBI. La demanda de electricidad tiene una elasticidad ingreso superior a la unidad. Resulta esclarecedor al respecto considerar la información del cuadro IV-1, que presenta los valores de la demanda de generación, medidos en GWh para algunas semanas de los años comprendidos entre 1988 y 1992, inclusive. Como se desprende de este cuadro, la demanda para las 48 primeras semanas de 1992 ascendió a 45,656 GWh, mientras que para igual período de 1988 fue de sólo 40,650 GWh, lo que representa un incremento del 12% entre 1988 y 1992. El crecimiento operado entre 1991 y 1992 es de aproximadamente el 8.5%. Los valores de generación semanal permiten apreciar que en 1992 se registran picos importantes en la demanda, particularmente durante la semana 30 en que ascendió a 1,102.2 GWh que es máximo histórico para el SIN, que correspondió a la semana comprendida entre el

20 y el 26 de julio de 1992. Cammesa ha identificado las semanas con demandas satisfechas superiores a los 950 GWh, cuyo número asciende a 27, de las cuales las 14 primeras corresponden a 1992. De las 13 restantes sólo 5 corresponden a 1991.

CUADRO IV-1
Demanda de generación semanal
(GWh)

Semana	1988	1989	1990	1991	1992
1	870.6	839.4	803.4	799.0	814.7
5	794.5	792.9	855.7	804.4	954.1
10	851.8	826.8	790.0	872.8	1,009.2
15	786.5	810.1	741.3	834.6	892.2
20	855.6	823.1	809.9	827.4	943.2
25	858.1	807.5	859.7	938.6	966.7
30	888.8	820.2	876.0	924.2	1,102.2
35	834.4	753.2	859.1	903.2	940.2
40	809.2	769.8	837.2	881.6	913.5
45	843.1	790.2	803.1	872.1	906.3
48	884.0	837.1	843.7	918.1	912.8
Valores característicos:					
	1988	1989	1990	1991	1992
Media	846.3	802.6	818.1	879.2	951.2
Máximo	925.9	897.3	906.2	977.3	1,102.2
Mínimo	777.6	736.8	736.4	775.5	814.7
TOTAL	40,650	38,287	39,194	42,082	45,656

Fuente: Cammesa.

Nota: Los valores característicos se basan en las 48 primeras semanas de cada año.

b. Las condiciones climáticas ejercen una influencia importante sobre la demanda de energía eléctrica, al igual que el día de la semana que se considera, lo que se ilustra por medio del cuadro IV-2. Se consideran diversos tipos de día: lunes, demás días hábiles, sábados, domingos y feriados. La variabilidad asociada a la demanda de energía eléctrica, para una misma temperatura media, según el tipo de día es importante. Por ejemplo, para la temperatura media histórica de diciembre, que asciende a 23 grados centígrados, la demanda es igual a 141.4 GWh si se trata de un lunes, asciende a 145.8 GWh si es otro día hábil pero es de só-

lo 102.5 GWh si es un domingo. Considérese la influencia de la temperatura. A modo de ejemplo, en el caso de un lunes la demanda asciende a 131.9 GWh si la temperatura media es igual a 15 grados centígrados, y a 141.4 GWh si es igual a 23 grados centígrados (media histórica), lo que representa un incremento del 7.2%. Si la temperatura ascendiera a 27 grados centígrados, el incremento en la demanda, con relación a la media histórica, sería igual al 5.2%. Asimismo, puede observarse que el efecto de la temperatura no es lineal ya que un aumento de 15 a 17 grados centígrados para un lunes eleva la demanda de 131.9 a 133.3 GWh. Pero un incremento para el mismo día de 27 a 29 grados implica un aumento de la demanda de 148.8 a 152.4 GWh. Otros cálculos efectuados por Cammesa, que no aparecen en el cuadro IV-2, estiman la demanda de diciembre de 1992 en 4,267 GWh si prevalece la temperatura media de 23 grados para cada uno de los días de dicho mes. Si la temperatura media resultara igual a 27 grados, también para cada día, la demanda ascendería a 4,378 GWh, lo que representa un incremento del 2.6%.

CUADRO IV-2
Pronóstico mensual de tendencia de la demanda del SIN
Diciembre de 1992
(GWh)

Temperatura media (grados C)	Tipo de día				
	Lunes	Hábil	Sábado	Domingo	Feriado
15	131.9	136.0	121.0	106.1	95.6
17	133.3	137.4	122.3	107.2	96.6
19	135.6	139.8	124.4	109.0	98.3
21	138.5	142.8	127.1	111.4	100.4
23	141.4	145.8	129.8	113.7	102.5
25	145.1	149.6	133.1	116.7	105.2
27	148.8	153.4	136.5	119.7	107.8
29	152.4	157.1	139.8	122.5	110.4
31	156.1	160.9	143.2	125.5	113.1

Fuente: Cammesa.

b. Algunas extensiones del modelo básico

El sistema eléctrico considerado en el gráfico IV-2 resulta muy simplificado, dado que sólo se ha supuesto la existencia de generación térmica, ignorando la generación hidráulica. Esta última forma de generación plantea algunos problemas especiales a los efectos de su inclusión en el despacho óptimo porque se debe establecer

el valor del agua utilizada en la generación, cálculo éste que se efectúa usando el programa OSCAR, tal como se explicará más adelante al tratar la programación estacional.

Otra simplificación importante del análisis que se ha presentado consiste en considerar que tanto la generación de energía eléctrica como la demanda a abastecer se encuentran localizadas en un mismo ámbito geográfico. En el MEM argentino se presenta una diversidad geográfica considerable con distancias superiores a los mil kilómetros entre estaciones generadoras y centros de consumo.

Dichas distancias originan la necesidad de contar con líneas de transmisión que vinculan las distintas regiones del país y surge la necesidad de introducir una diferenciación geográfica importante en el mercado. Al respecto se establece que el centro de carga del sistema se ubica en las inmediaciones de Ezeiza, en la Provincia de Buenos Aires, pero distante unos pocos kilómetros de la Capital Federal. La Capital Federal y el Gran Buenos Aires concentran alrededor del 40% del consumo de energía eléctrica del SIN. Como se debe realizar la transmisión de grandes paquetes de energía entre regiones, surge la necesidad de definir los llamados factores de nodo, que tienen en cuenta las pérdidas que la transmisión de energía eléctrica trae aparejada.

Por ejemplo, una máquina generadora produce energía a un costo marginal de corto plazo, medido por el costo del combustible con los factores de flete apropiados para la zona en que se desempeña, a U\$S 25/MWh, e inyecta dicha energía en un nodo exportador, siendo las pérdidas por transmisión del 1,5% para que la energía llegue al centro de carga del sistema, su factor de nodo será igual a 0.97, el cual tiene en cuenta el doble de las pérdidas originadas por la transmisión. Si la máquina del ejemplo determinara el costo marginal del sistema, éste ascendería a U\$S 25.77/MWh, que resulta de dividir el costo marginal de la máquina por su factor de nodo de 0.97. La remuneración de la energía se hace al precio de nodo y la diferencia entre el valor en el centro de carga y el nodo exportador remunera la transmisión.

Esta situación es análoga a la que se presenta en el contexto de la exportación de bienes en el comercio internacional si el oferente abastece un mercado competitivo. En efecto, el precio neto percibido por el exportador tiene en cuenta la deducción de los costos de transporte necesarios para colocar el producto en el mercado de referencia.

La situación que enfrenta un importador es diferente porque el precio final que debe pagar para consumir un bien importado incluye los costos de transporte necesarios para ingresarlo al lugar donde finalmente se utiliza.¹⁶³

Interesa enfatizar en este contexto que el precio neto percibido por un nodo exportador de energía es inferior al que prevalece en el centro de carga del sistema, o en otros términos el factor de nodo relevante es inferior a la unidad. La situación opuesta prevalece para un nodo importador que debe pagar un valor superior al vigente en el centro de carga a los fines de pagar las pérdidas de transmisión, por lo que el factor de nodo resulta superior a la unidad. La conceptualización de los factores de nodo es sencilla pero su cálculo en tiempo real se complica por la cambiante situación de oferta y demandas en las distintas áreas geográficas del sistema. En efecto, los factores de nodo pueden ser variables a lo largo del día y se prevé calcularlos usando el programa JUANA.¹⁶⁴

La construcción de la curva de oferta, ubicando las máquinas en sentido creciente de acuerdo a sus costos marginales de corto plazo debe tener en cuenta los respectivos factores de nodo, por lo que su cálculo actualizado es de fundamental importancia para proceder al despacho económico.

Existen otros aspectos adicionales, no considerados en el modelo simplificado que se discutió anteriormente, los que se refieren a las máquinas excluidas, la importación de electricidad y la generación forzada, que se presentan a continuación.

1. Máquinas excluidas. Son máquinas cuya operación no define el costo marginal del sistema, siendo remuneradas de acuerdo a su costo operativo, vale decir, en función del combustible que consumen para generar energía eléctrica. Cammesa ha excluido de la fijación de precios del sistema a algunas máquinas que, en el caso de ser convocadas, sus costos no se corresponden al concepto económico de costo marginal, es decir, el incremento en el costo de generación necesario para atender una unidad adicional de la demanda del sistema. Esto se da esencialmente cuando existen máquinas de alto costo operativo que se mantienen en

¹⁶³ Tanto para el caso de la exportación como de la importación se tienen en cuenta sólo los costos de transporte a los efectos de mostrar la analogía con el MEM porque es bien conocido que el comercio internacional está en gran medida sujeto a aranceles sobre los bienes importados y a retenciones sobre los exportados.

¹⁶⁴ JUANA es el nombre de un modelo computarizado que calcula costos marginales horarios especialmente distribuidos en una red de transporte integrada. JUANA es la aplicación al sistema argentino del programa JUANAC, desarrollado por uno de los institutos líderes en el mundo en la materia, el IIT de Madrid, bajo la dirección del profesor Ignacio Pérez Arriaga.

operación debido a restricciones técnicas, (como por ejemplo la mantención de tensión en determinadas líneas) o cuando turbinas de gas deben quemar gas oil, ya sea por no haber gas natural disponible en la zona en que se halla la máquina o por no contar con presión suficiente. En su mayoría, corresponden a máquinas residuales que tienden a desaparecer.

2. Importación de energía eléctrica. Se ha supuesto hasta ahora que la totalidad de la generación proviene de máquinas residentes en el país. En el caso argentino, se reciben algunos aportes provenientes de la empresa U.T.E. de la vecina República Oriental del Uruguay. Existen dos posibilidades de tratamiento para la importación: o bien se consideran como máquinas adicionales, cuyo costo asociado está dado por el precio de compra de la energía o, alternatively, se excluye la importación de la formación del costo marginal y se calcula el sobre costo que dicha compra representa. En el esquema regulatorio vigente en Argentina se ha optado por esta segunda alternativa, aún cuando debe aclararse que en algunos casos el sobre costo de importación resulta negativo.

3. Generación forzada. Se presenta el caso de generación forzada cuando una máquina ha sido despachada por el OED para un determinado período y continúa en funcionamiento con posterioridad debido a restricciones en el despacho óptimo. Esto se debe a que resulta costoso efectuar arranques y paradas de equipos, por lo que se considera conveniente mantenerlos en operación pero remunerándolos por su costo operativo.

c. La evolución reciente del costo marginal de corto plazo

Se han analizado brevemente los distintos factores que influyen el comportamiento de la demanda y oferta, enfatizando su naturaleza cambiante y los factores aleatorios que subyacen en su comportamiento. Si bien es cierto que existen algunos elementos adicionales tales como la exclusión de máquinas y la importación de energía eléctrica que tienden a atenuar las oscilaciones del costo marginal de corto plazo, es posible esperar que la operación del mercado spot revele una volatilidad importante, que se ilustra a continuación usando datos relativos al período comprendido entre el primero de mayo y el 31 de octubre de 1992.

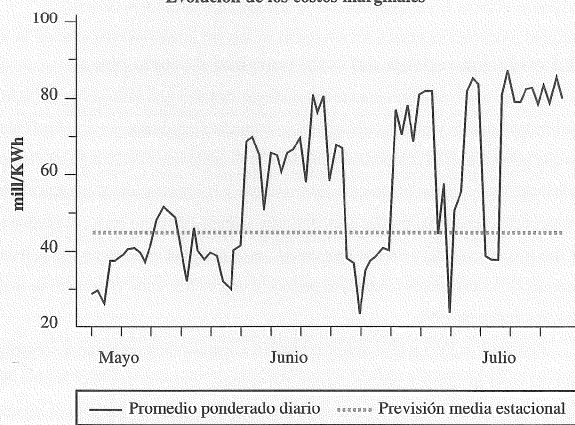
Los gráficos IV-3 y IV-4 que se presentan a continuación muestran el comportamiento del costo marginal y precios medios del sistema, no sobre una base horaria sino por medio de valores diarios, los que se han calculado a partir de los valores horarios ponderados por los volúmenes horarios de energía transados en el mercado.

Resultan particularmente notables los valores superiores a los 80 mills/kWh que se produjeron entre el 13 y el 23 de julio de 1992, debido a las bajas temperaturas y al efecto concomitante sobre la disponibilidad de gas natural, lo que obligó a las turbinas a vapor a utilizar fuel oil, mientras que las turbinas a gas debieron recurrir al gas oil.

Similar situación se presentó en octubre de 1992, donde se aprecia que el comportamiento del costo marginal fue bastante estable durante la mayor parte del mes, ubicándose alrededor de 40 mills/kWh. Sin embargo, y debido a un corte de suministro de gas natural en Luján de Cuyo para efectuar la reparación de un gasoducto, entre el 19 y el 23 el costo subió abruptamente hasta los 76 mills/kWh.

El gráfico IV-5 muestra la evolución del precio medio del mercado spot para todo el año 1992, y lo compara con el precio estacional. Es notable la disminución del precio de mercado hacia finales del año. El costo marginal promedio durante el mes de diciembre de 1992 ascendió a 31.81 mills/kWh. La remuneración a costo operativo originó un sobre costo prácticamente insignificante de 0.002 mills/kWh mientras que la importación de energía eléctrica de U.T.E. (Uruguay) introdujo un rebaja de 0.030 mills/kWh.

GRAFICO IV-3
Evolución de los costos marginales



Fuente: Sector Eléctrico.

GRAFICO IV-4
Costos marginales
Octubre 1992

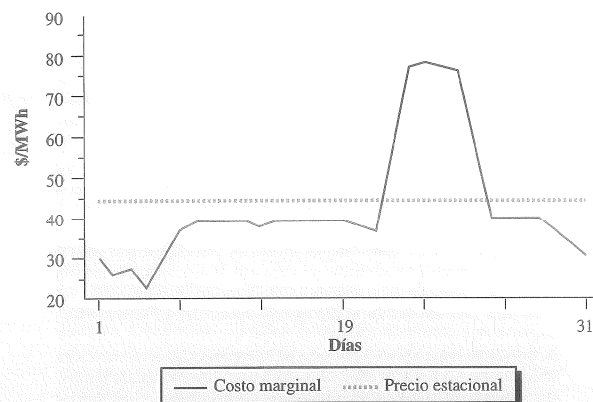
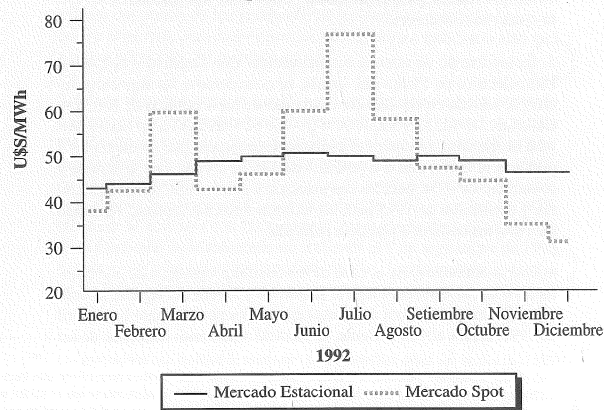


GRAFICO IV-5
Evolución del precio medio total de mercado



Fuente: Cammesa (1992).

3. La programación estacional

a. La base de datos estacional

En esta sección se describirá con cierto detalle el contexto dentro del cual se realiza la programación estacional, para lo que se utilizarán ejemplos específicos tomados de la programación estacional que comprende el período "noviembre 1992-abril 1993".¹⁶⁵ La programación estacional para este período se hizo sobre la base de los siguientes supuestos:

1. Demanda de energía eléctrica. De acuerdo a las últimas proyecciones efectuadas por las mismas empresas, se esperan los siguientes niveles de incremento en la demanda de electricidad: 5.6% para 1993, 4.4% para el 1994 y 4.3% para el 1995, siempre tomando el incremento previsto con relación al año inmediatamente anterior. Debe apreciarse una reducción del ritmo de crecimiento previsto para la demanda, teniendo en cuenta que creció un 9.2% durante 1992. El crecimiento del 5.6% previsto para 1993 es consistente con un crecimiento del 4.5% en el PBI.

2. Curvas de carga típicas y potencia de referencia. Las curvas de carga típicas, tanto para días hábiles como para días semi-laborables y feriados se basan en las previsiones realizadas por las empresas distribuidoras y se encuentran disponibles en medios magnéticos. Por otra parte, se ha fijado en 8,320 MW la potencia de referencia para el semestre comprendido entre el primero de noviembre de 1992 y el 30 de abril de 1993, que resulta igual al promedio de los máximos mensuales previstos para dicho semestre.

3. Incorporación de nuevos equipamientos. Con respecto a la Central Hidroeléctrica de Piedra del Aguila, se consideraron las siguientes fechas de entrada en servicio para cada una de las 4 turbinas de 350 MW cada una: 1/3/93, 17/7/93, 17/3/94 y 17/9/94. Para la Central Hidroeléctrica de Yacyretá se supuso el siguiente cronograma que involucra las 7 primeras turbinas, con una potencia de 135 MW cada una: setiembre y noviembre de 1994, para las dos primeras y enero, abril, junio, setiembre y noviembre de 1995 para las turbinas tercera a séptima, operando en todos los casos con potencia reducida.

4. Oferta hidráulica. En el caso de las centrales optimizadas por Cammesa, o sea El Chocón, Planicie Banderita y Piedra del Aguila, se consideraron los pronósticos de aportes efectuados por Hidronor hasta abril de 1993. Desde allí en adelante, se recurrió a las series históricas de los

ríos de la Cuenca del Comahue. En el caso de las centrales ubicadas sobre los ríos Paraná y Uruguay se tuvieron en cuenta las series históricas de sus ríos, mientras que para el resto de las centrales hidroeléctricas se consideraron las cifras informadas por las empresas para sus ofertas.

5. Disponibilidad de gas natural y carbón mineral. Se consideró que no había restricciones durante el verano para la oferta de gas natural en el caso de las centrales térmicas. Con referencia a la centrales Puerto y Costanera, se supuso una oferta media según los términos de los contratos celebrados con Gas del Estado. Con respecto a la central San Nicolás, se consideró un abastecimiento equivalente a 7,100 toneladas de carbón mineral por semana.

6. Precios de los combustibles. Se utilizaron los precios que se detallan a continuación (sin incluir impuestos): U\$S 74,50 el decámetro cúbico de gas natural, U\$S 100,39 la tonelada de fuel oil, U\$S 169,67 la tonelada de gas oil y por último U\$S 51,73 la tonelada de carbón mineral. Los poderes caloríficos inferiores expresados en kilocalorías por metro cúbico para el gas natural y en kilocalorías por kilogramo, son los siguientes: 8,400, 9,800, 10,400 y 5,400 respectivamente. Las zonas de referencia para la vigencia de estos precios son: la Capital Federal en el caso del gas natural, YPF-La Plata, para el fuel oil y el gas oil y San Nicolás para el carbón mineral. El Anexo 13 de las resoluciones 61/92 y 137/92 antes mencionadas contiene disposiciones detalladas en lo concerniente a la determinación de los factores de flete apropiados para cada una de las centrales generadoras de electricidad en función de su localización geográfica. Contiene, asimismo, fórmulas minuciosas para el cálculo del precio de los combustibles teniendo en cuenta la época en que se importan, pero dichos precios no son de uso estacional sino que rigen la operatoria del mercado spot.¹⁶⁶

7. Oferta térmica y nuclear basada en el cronograma de mantenimiento programado de los generadores. La programación estacional elaborada por Cammesa contiene los datos referidos al consumo específico promedio, factor de disponibilidad y de utilización para cada grupo térmico y nuclear. Detalla, asimismo, el plan de mantenimiento programado para el período comprendido en noviembre de 1992 y octubre de 1995, tal como se acordara con las empresas generadoras durante la reunión de la Comisión de Mantenimiento realizada el 9 de septiembre de 1992 e incorporando las actualizaciones informadas. La programación contiene un listado de las turbinas de gas y grupos diesel que se encuentran

¹⁶⁵ Se utilizó al efecto el documento titulado "Programación Estacional: Noviembre 92 - Abril 93" emitido por la Gerencia de Programación y Control de la Producción de Cammesa.

¹⁶⁶ Los generadores con contrato de suministro de combustibles deben declararlos en el MEM y se utilizará este precio contratado en tanto no exceda el tope máximo reconocido. También se puede dar el caso que se utilice lo que se denomina precio estacional declarado, suministrado por los generadores y también sujeto al tope indicado. Al declarar un precio estacional, los generadores no podrán modificarlo a los fines de la programación y despacho semanal y diario hasta la terminación del período estacional.

excluidos de la formación del costo marginal del sistema, y que, por lo tanto, son remunerados por su costo operativo¹⁶⁷.

8. Importación de energía eléctrica. Se supuso la oferta de UTE (Uruguay) que se presenta a continuación:

- 200 MW Turbina de gas a 65.1 mills/kWh
- 45 MW Turbina de vapor a 49.5 mills/kWh
- 80 MW Turbina de vapor a 40.5 mills/kWh, a partir de abril.

9. Costo de la energía no suministrada. Los siguientes valores fueron informados por la SE: 750 mills/kWh desde el 1/11/91 al 30/4/94 y el doble, es decir, 1,500 mills/kWh a partir del 1/5/94.

10. Remuneración de la potencia. Se deben considerar dos situaciones diversas según exista o no riesgo de falla, como sigue. Cuando no hay déficit, vale decir la capacidad de generación del sistema alcanza para satisfacer la totalidad de la demanda prevista, la remuneración máxima por potencia puesta a disposición -y también la destinada a reserva fría- es igual a 5 dólares por MW por cada hora fuera de valle durante los días hábiles, para el período que abarca desde el 1/11/91 al 30/4/94, y del doble, es decir 10 dólares por MW por cada hora fuera de valle durante los días hábiles, desde el 1/5/94 en adelante. El período de valle se ubica entre las 24 horas y las 6 de la mañana, independientemente de la época del año, mientras que el pico depende del período estacional, ubicándose entre las 18 y las 24 horas desde el 1/5 al 31/10 y desde las 20 a las 24 horas desde el 1/11 al 30/4. Los valores para la remuneración de la potencia han sido fijados por la SE. Para la semana en que existe riesgo de falla, definida por un déficit previsto superior al 0.7% de la demanda prevista para el sistema, la potencia puesta a disposición percibirá un sobreprecio por energía generada los días hábiles fuera de valle, que se determina de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$SPRF = (ENS/TD) * (CENS - PMH)$$

en que SPRF simboliza sobreprecio por riesgo de falla, ENS energía no suministrada o déficit previsto, TD total de la demanda de generación para abastecer la demanda prevista, CENS simboliza el costo de la energía no suministrada en mills/kWh y PMH representa el promedio de los precios de mercado previstos para la hora de punta en días hábiles para la semana que se considera. Existen además varios escalones en la modelización de la falla, que considera un costo creciente para la energía no suministrada en función del porcentaje previsto para el déficit, cuyos detalles pueden consultarse en Cammesa (1992).

¹⁶⁷ Para tener una idea del elevado costo operativo de estos equipos basta tener en cuenta los siguientes datos. Los grupos excluidos pertenecientes a ESEBA tienen un costo promedio de 79.61 mills/kWh, los de AyE del NEA, de 99.72 mills/kWh, los de EPEC, de 80.89 mills/kWh, los de EMSA de 85.47 mills/kWh, mientras que los de Dique, Dock Sud, AyE Litoral y AyE NOA asumen valores de 66.56; 60.51; 84.06 y 90.80 mills/kWh, respectivamente.

11. La programación estacional contiene un detalle minucioso de las restricciones del sistema de transmisión de energía eléctrica. Dos veces por año, los transportistas están obligados a informar a sus usuarios los programas de mantenimiento previstos para los siguientes treinta meses.

12. Por último se incorporan los contratos a término. La programación estacional considera los contratos a término celebrados entre Central Puerto SA y las distribuidoras Edenor y Edesur y entre Central Costanera SA y las mismas distribuidoras. En ambos casos se trata de contratos que abarcan un período de ocho años y estipulan un precio de U\$S 40/MWh para los doce primeros meses de vigencia y comprometen a las empresas generadoras a suministrar valores de potencia en MW que varían a lo largo del año, cuyos detalles se pueden consultar en la programación estacional de Cammesa.

Cammesa utiliza un modelo de confiabilidad de tipo probabilístico para simular la falla de los distintos componentes del sistema. En función del nivel de disponibilidad de las máquinas y de la reserva para regulación se calcula la energía no suministrada de corta duración por fallas aleatorias en los equipos en servicio. A mayor reserva rotante sometida a regulación, mayor el apartamiento respecto del despacho óptimo sin reserva, mayor el costo de operación, y menor el costo de falla.¹⁶⁸ Para el semestre, entonces, Cammesa calcula la curva que relaciona distintos niveles de reserva de potencia para regulación con su costo, dado por el incremento del p^m más el CENS que resulta para el período. El óptimo viene dado cuando el costo total (regulación + interrupción intempestiva) sea minimizado.

b. Centrales hidroeléctricas

En la oferta de generación de energía eléctrica, las centrales hidroeléctricas juegan un papel muy significativo. En efecto, del total de generación bruta del SIN, que durante 1992 ascendió a 49,600 GWh, un 32% del total, o sea 15,900 GWh estuvo representado por la generación hidráulica.

Para conocer el costo de operación de una central hidroeléctrica con vistas a calcular el despacho óptimo, resulta imprescindible calcular el valor del agua, el cual depende a su vez de numerosos factores, tales como el nivel de los embalses, las precipitaciones pluviales, el propio costo de los combustibles que usan las centrales térmicas, la de-

¹⁶⁸ Viceversa cuando menor sea la reserva.

manda que el sistema debe satisfacer y el cronograma de mantenimiento de equipos e incorporación de nuevos equipamientos. Por su propia naturaleza, el cálculo del valor del agua debe incluir consideraciones intertemporales, vale decir, no se trata simplemente de un problema de optimización instantáneo ni es tampoco un problema determinístico puesto que algunos factores aleatorios juegan un papel importante, tales como las condiciones hidrológicas o hidráulicas y la misma incertidumbre en torno a la demanda de generación a satisfacer. Según el marco regulatorio vigente, formado por las resoluciones 61/92 de la ex-SEE y 137/92 de la SE, el cálculo del valor del agua se lleva a cabo utilizando el programa OSCAR, cuyas iniciales simbolizan Optimizador Secuencial de Ciencias Argentinas. Se trata de un programa de computación elaborado por la empresa Electricité de France que utiliza técnicas de programación dinámica estocástica.

Antes de brindar una descripción del proceso por el cual se estima el valor del agua, resulta conveniente describir brevemente los distintos tipos de centrales hidroeléctricas, según la clasificación contenida en el Anexo 22 de las resoluciones antes mencionadas. Para la clasificación de centrales hidroeléctricas se tienen en cuenta los siguientes elementos:

1. Su potencia instalada.
2. Su energía firme, entendiendo por tal la generación anual con un 95% de probabilidad de excedencia.¹⁶⁹
3. Su flexibilidad de despacho, para lo cual deben tenerse en cuenta las posibles limitaciones a su operación como consecuencia de sus compromisos aguas abajo, tales como regulación de crecidas, riego, etc., que surgen de los respectivos contratos de concesión.
4. Su capacidad de embalse y su capacidad de regulación, medida por su capacidad para transferir agua de un período a otro, lo cual depende de su volumen embalsable como así también de los requerimientos aguas abajo cuando se trata de embalses que satisfacen varios objetivos.

En función de lo anterior, se distinguen cuatro tipos de centrales hidroeléctricas.

¹⁶⁹ Esto significa que dado el carácter aleatorio de la capacidad de generación hidroeléctrica en función de la hidráulica, para el cómputo de la energía firme debe considerarse un valor tal que sólo quede un 5% del lado izquierdo de la distribución de probabilidad de generación, o en forma equivalente, a la derecha de dicho punto se encuentre el 95% restante.

a. Centrales de capacidad estacional, cuyo volumen embalsable les permite transferir energía como volumen embalsado entre períodos de tres o más meses. Debido a su importancia con relación a su potencia y energía firme, representan una fracción importante de la oferta del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), por lo que su operación puede afectar significativamente el comportamiento del MEM tanto a mediano como a largo plazo. Para pertenecer a esta categoría, es necesario que una central cumpla las siguientes condiciones:

- i. La potencia instalada debe ser igual o mayor al 4% de la demanda pico anual prevista para el MEM.
- ii. La energía firme -con un 95% de probabilidad de excedencia- no debe ser menor que el 1.5% de la demanda anual de energía prevista para el MEM.
- iii. La capacidad de embalse, medida por su volumen útil debe representar como mínimo 25 días de generación a carga máxima, es decir, días de erogación al máximo caudal turbinable.
- iv. No debe presentar restricciones aguas abajo que afecten su despacho diario y horario.

b. Centrales de capacidad mensual, que cuentan con capacidad para transferir agua entre las distintas semanas de un mismo mes. Como consecuencia de ello su operación puede afectar significativamente el comportamiento del MEM de una semana a otra. Se trata de centrales empuñables que no enfrentan restricciones importantes a su despacho diario y horarios puesto que, o bien cuentan con diques compensadores o en su defecto, no tienen requerimientos significativos aguas abajo. Las centrales comprendidas en esta categoría deben reunir las siguientes condiciones:

- i. No sumar los requisitos propios de las centrales de capacidad estacional.
- ii. La potencia instalada debe ser mayor o a lo sumo igual al 1.5% de la demanda pico anual prevista para el MEM.
- iii. En condiciones de año hidrológico medio, por lo menos el 50% de su energía despachada debe ser empuñable.
- iv. Su capacidad de embalse debe representar, como mínimo, dos días de generación a carga máxima, vale decir, días de erogación al caudal máximo turbinable.

c. Centrales de capacidad semanal, que son aquellas que pueden transferir agua entre los distintos días de una misma semana, por lo que su operación puede afectar el comportamiento de los precios diarios en MEM. La flexibilidad con que se puede efectuar su despacho depende de sus requerimientos aguas abajo, lo que determina la fracción de su energía que es empuntable. Los requisitos que debe reunir una central para pertenecer a esta categoría son:

i. No debe reunir las condiciones propias de las centrales de capacidad de regulación mensual.

ii. La potencia instalada no debe ser inferior al 1% de la demanda pico anual prevista para el MEM.

iii. Debe ser empuntable al menos el 20% de su energía despachada en condiciones de año hidrológico medio.

iv. Su capacidad embalsable debe representar, como mínimo, 2 días de erogación a carga máxima, entendiendo por tales días de erogación al máximo caudal turbinable.

d. Centrales de pasada, que son aquellas que cuentan con muy poca o tal vez ninguna capacidad de embalse. Como consecuencia de ello, Cammesa realiza su despacho considerando que a cada instante generan su aporte o a carga casi constante dentro de la semana. Se incluyen en esta categoría todas aquellas centrales que no pertenezcan a ninguna de las categorías enunciadas anteriormente.

Para la programación estacional de la operación, Cammesa debe realizar dos programaciones. La primera, de carácter tentativo, permite verificar el cumplimiento de las restricciones hidráulicas de las centrales hidroeléctricas. La segunda programación tendrá carácter definitivo puesto que se habrán realizado todos los ajustes necesarios a la programación tentativa a los fines de incorporar en forma adecuada el efecto que tienen sobre el MEM los requerimientos aguas abajo de los embalses.

Dado que las centrales estacionales tienen repercusiones de mediano y largo plazo sobre el MEM, su programación se efectúa mediante los modelos de optimización y simulación de la operación que se encuentran vigentes en el MEM. En la actualidad dichos modelos son el OSCAR, referido anteriormente y el MARGO, cuyas iniciales sim- bolizan Modelo Argentino Regionalizado de Gestión Operativa. Las centrales hidroeléctricas

con capacidad estacional se denominan centrales hidroeléctricas optimizadas por Cammesa, y en la actualidad son El Chocón, Planicie Banderita y Piedra del Aguila.

A los fines de elaborar la programación estacional, todas las centrales hidroeléctricas deberán proveer la siguiente información a Cammesa:

1. Las restricciones operativas relevantes para su despacho en función de los compromisos asumidos aguas abajo.

2. Los valores de aportes pronosticados de que dispongan para el período.

En función de dicha información se recurre al programa OSCAR, que utiliza la base de datos estacional que se describirá más adelante y que establece una política óptima de operación de los embalses con capacidad estacional. Dicha política óptima tiene como objetivo la minimización de los costos de operación del MEM, teniendo en cuenta no sólo el costo de los combustibles sino también el costo de falla. Como resultado de esta política óptima de operación, se obtiene el valor del agua para cada una de las semanas que componen el período de tres años que se considera. El valor del agua así calculado resulta similar al llamado precio sombra de un recurso en el contexto de la programación lineal o no lineal, es decir, mide la disminución de los costos de operación que se obtendría de disponer de una unidad adicional de agua en un embalse, expresado en U\$S/MWh o, alternativamente, en mills/kWh. El costo del agua es, obviamente, función de los costos esperados de los combustibles (fuel oil, gas natural, gas oil, carbón mineral y también del combustible empleado por las centrales nucleares) así como también de los volúmenes de agua embalsados, los aportes hidrológicos previstos, de la tendencia de la demanda a abastecer, de la importación y exportación de energía eléctrica y de los planes de mantenimiento de los equipamientos existentes y de la incorporación de nuevo equipamientos. De todos estos elementos, el más variable son los aportes de agua y por lo tanto se recurre a un proceso de simulación de sus valores, tal como se detalla a continuación. Se encuentran disponibles las series hidrológicas a partir de 1943 para cada uno de los ríos que alimentan los embalses, con lo cual se simulan entonces los distintos escenarios posibles usando el programa OSCAR para obtener el valor del agua y seguidamente se utiliza el programa MARGO que efectúa el despacho semana a semana, teniendo para ello en cuenta la minimización del costo operativo y las restricciones propias

del sistema de transmisión de energía eléctrica. En este esquema se despachan todas las centrales térmicas cuyo costo de operación resulte inferior al que involucraría el empleo de las centrales hidroeléctricas optimizadas por Cammesa, que obviamente resulta función del valor del agua respectivo.

Se obtienen entonces 47 escenarios posibles para cada una de las semanas del horizonte estacional de tres años, subdivido a su vez en 6 subperíodos de seis meses cada uno, que se cuentan a partir del 1° de mayo al 30 de octubre y del 1° de noviembre al 30 de abril. Por ejemplo, la programación estacional para el período "noviembre 1992 - abril 1993" abarca el período comprendido entre el 1° de noviembre de 1992 y el 30 de octubre de 1993.¹⁷⁰ Habiendo calculado 47 valores para cada una de las semanas, se hace necesario computar el valor medio semanal o esperanza matemática y por medio de simulaciones se obtiene asimismo una previsión semanal para cada tipo de año hidrológico. En función de estas previsiones se calcula la evolución del nivel de los embalses con capacidad de regulación estacional, así como su erogación de agua y se computan los paquetes de generación de energía resultantes para cada una de las centrales optimizadas.

El resultado de este largo proceso no constituye aún la programación definitiva, sino sólo la tentativa. En efecto, Cammesa debe remitir los resultados obtenidos a los generadores hidráulicos del MEM que operan las centrales con embalses de capacidad de regulación estacional. Es responsabilidad de dichos generadores verificar que la programación tentativa no viola los requerimientos establecidos en los respectivos contratos de concesión ni ninguno de los compromisos adicionales que pudieran tener aguas abajo. Los operadores de las centrales optimizadas deben informar a Cammesa para que proceda a efectuar una reprogramación estacional en caso de detectar violaciones a los compromisos arriba enunciados.

c. Precio estacional para los distribuidores

Usando los ejercicios de simulación estocástica referidos anteriormente mediante el uso de las series hidrológicas, se obtienen valores semanales para el período que abarca la programación estacional. Dichos valores semanales son, a su vez, promediados

¹⁷⁰ Los subperíodos correspondientes son los siguientes: 1/11/92 al 30/4/93, 1/5/93 al 30/10/93, 1/11/93 al 30/4/94, 1/5/94 al 30/10/94, 1/11/94 al 30/4/95 y 1/5/95 al 30/10/95.

y se obtienen sucesivamente valores mensuales y semestrales, los que por supuesto, eliminan la variabilidad o volatilidad de los valores semanales. Los valores obtenidos en la programación estacional Noviembre 92 - Abril 93 son los que se consignan en el cuadro IV-3.

CUADRO IV-3
Valores estacionales de la energía por semestre y cargo por potencia,
incluyendo riesgo de falla.
Período Noviembre 92 - Abril 93
(en mills/kWh)

Período	Costo marginal corregido (1)	Remuneración por potencia		Monómico energía (4)
		(2)	(3)	
01/11/92 - 30/04/93	44.52	0.28	2.86	47.66
01/05/93 - 31/10/93	50.07	1.72	2.00	53.79
01/11/93 - 30/04/94	35.00	0.00	3.10	38.10
01/05/94 - 31/10/94	34.50	0.00	6.20	40.70
01/11/94 - 30/04/95	28.97	0.00	6.20	35.17
01/05/95 - 31/10/95	30.10	0.00	6.20	36.30

Fuente: Cammesa: Programación estacional Noviembre 92 - Abril 93.

Nota: (2) sobreprecio por riesgo de falla.

(3) remuneración por potencia puesta a disposición.

La columna (1) de este cuadro considera el costo marginal promedio del sistema para cada banda horaria (pico, valle y horas restantes), corregido por la generación excluida de la formación de costo marginal y el sobreprecio de la energía eléctrica importada. La columna (2), por su parte, establece el sobreprecio por riesgo de falla, mientras que la columna (3) registra la remuneración por potencia puesta a disposición. Por último, la columna (4) resulta igual a la suma de las columnas precedentes y se denomina monómico de energía, incluyendo tanto remuneración por energía como cargos por potencia.

Para tener una idea de la variabilidad mensual de los valores monómicos, basta tener en cuenta que para el período Noviembre 92- Abril 93 se observa un valor mínimo de 44.07 y un máximo de 49.56, ambos valores expresados en mills/kWh, correspondiendo el primero al mes de febrero de 1993 y el segundo al de marzo de 1993. El precio es-

tacional tiene, por lo tanto, la función de estabilizar los precios que cobran los distribuidores lo que permite un mejor uso de la electricidad por parte de sus clientes cautivos.

Por lo que respecta a las perspectivas de mediano plazo, según surge del cuadro IV-3, se espera un valor fuertemente decreciente para el valor monómico de la energía como consecuencia de la puesta en funcionamiento de los nuevos equipamientos hidroeléctricos como Piedra del Aguila y Yacyretá. Se puede observar que no se prevén sobrepagos por riesgo de falla a partir del 31 de octubre de 1993, que se duplican los montos de remuneración por potencia puesta a disposición a partir del 01/05/94 y que el costo marginal promedio del sistema, incluyendo generación excluida e importación, cae a valores comprendidos entre los 28 y los 35 milles/kWh.

Debe recalcar, sin embargo, que el objetivo de la programación estacional es fijar valores estabilizados para los distribuidores para el período semestral al que se refieren, pudiendo incluso cambiarse dichos valores en caso de detectarse apartamientos significativos entre lo previsto y lo efectivamente sucedido al terminar el primer trimestre de vigencia de la programación. Los valores referidos a los semestres sucesivos cumplen una función diferente, como es la de proveer una indicación del desempeño probable del sector, que por supuesto, puede verse significativamente alterado en función del cumplimiento en fecha de la puesta en funcionamiento de los distintos equipamientos previstos y de la evolución de la demanda de energía eléctrica.

C. La regulación del transporte

1. Los pilares de la concesión del transporte

El grado de competencia que se pueda materializar en la actividad del transporte de electricidad es limitado. El carácter unificado de la red y la existencia de importantes economías de escala sugieren que esta actividad posee aún los elementos característicos de un monopolio natural. La competencia que se podría observar a través de la entrada de otros transportistas que puedan construir un nuevo vínculo está justamente condicionada al tamaño de la demanda, a las indivisibilidades en la inversión y a la magnitud de las economías de escala.

Es fundamental entonces la existencia de la regulación en esta actividad. Los tres temas claves para el éxito de un esquema regulatorio en el transporte son:

- a. El sistema de remuneraciones.
- b. El acceso y la conexión de terceros.
- c. Los mecanismos de expansión del sistema.

En el contexto argentino se eligió adoptar una regulación basada en el principio del acceso abierto (*open access*) de la red a todos los productores y distribuidores, junto con la imposición de que el concesionario de la red principal (Transener) esté sujeto a tarifas reguladas y a obligaciones de calidad, y no pueda dedicarse a la compra o venta de energía eléctrica. El sistema de precios en la actividad del transporte está basado en costos marginales especialmente localizados, en un modelo de tiempo real (horario) que usa el programa JUANA.

El contrato de concesión a favor de Transener establece la prestación en forma exclusiva del servicio público de transporte de energía eléctrica en alta tensión. La exclusividad abarca tanto a la red existente como a las instalaciones futuras que surjan de las nuevas líneas incorporadas de acuerdo a los criterios previstos en el llamado Reglamento de Acceso. La exclusividad, no obstante, no es extensiva al servicio público de transporte de energía eléctrica por distribución troncal, ya que éste ha sido tratado como una actividad distinta al servicio de transporte en alta tensión. Es interesante señalar, además, la existencia de una cláusula por la cual la exclusividad puede ser dejada sin efecto al finalizar un período de gestión, cuando innovaciones tecnológicas permitan que el servicio de transporte en alta tensión pueda dejar de ser brindado en condiciones de monopolio natural.

Transener debe cumplir con determinadas condiciones de calidad establecidas por el régimen de calidad de servicios y sanciones vigente en el contrato de concesión; tiene la obligación de cumplir con las normas de conexión y uso establecidas por el reglamento respectivo¹⁷¹; y debe recibir y procesar toda solicitud de acceso a la capacidad de transporte del STEEAT (Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión) y toda solicitud de ampliación de dicha capacidad de acuerdo a lo establecido en los términos del Reglamento de Acceso.

La concesión tiene una duración total de noventa y cinco años, con períodos de gestión de diez años de duración, a excepción del primero que se extiende por quince años. Al finalizar cada período de gestión el Estado llamará a licitación pública para la recepción de ofertas por la venta del paquete mayoritario (51% de acciones clase A) de Transener. El titular actual de este paquete entregará en sobre cerrado el precio al que valúe sus acciones. Si ninguna oferta supera este precio, los titulares actuales conservan la propiedad del mismo. De lo contrario, el Estado adjudicará la concesión al mejor oferente, pagándole a los titulares el importe obtenido de la venta, neto de los débitos que por cualquier motivo éstos tuvieran con el Estado.

Al finalizar los noventa y cinco años de la concesión, o a la finalización del contrato por cualquier otra causa (incluida la quiebra), el Estado llamará a concurso público para otorgar una nueva concesión mediante la venta del total de las acciones de una nueva sociedad a la que le serán transferidos los bienes de Transener. Transener recibirá, a cambio de sus bienes, el producido de esta venta menos los créditos que el Estado tuviera por cualquier concepto contra esta empresa.

2. El sistema de remuneraciones al transporte

La necesidad de que el sistema envíe las señales de precio correctas a distribuidores, generadores y grandes usuarios requiere que el transporte sea remunerado de acuerdo a criterios de costos marginales.¹⁷² El costo marginal de corto plazo (sólo se con-

sidera la capacidad existente) del transporte de energía eléctrica está dado principalmente por las pérdidas de energía eléctrica producidas en la transmisión, y por los costos de congestión cuando se excede la capacidad de la línea (incluyendo las restricciones físicas a su uso).¹⁷³ La existencia de los costos de congestión complica el cálculo de los costos marginales de corto plazo del transporte ya que la congestión está ligada a una gran incertidumbre de cuándo puede ocurrir, en qué horarios y por cuánto tiempo.

Si se decide remunerar al transportista de acuerdo a costos marginales de corto plazo se encuentran varias dificultades. Incorporar los costos de congestión es complejo debido a la gran incertidumbre asociada. En segundo lugar, los ingresos en base a este criterio generalmente no son suficientes para cubrir las necesidades de expansión futura, ni los costos de mantenimiento. A todo esto hay que adicionarle el problema de que se detecta un incentivo perverso cuando se remunera de acuerdo a este criterio, ya que al estar asociado el costo marginal a las pérdidas de transmisión, cuanto mayores son éstas, mayores son los ingresos (y eventualmente los beneficios) del transportista. Esta señal tiene dos connotaciones. Por un lado, está "atentando" contra la calidad del servicio, mientras que por otra parte constituiría un aliciente para atraer a nuevos transportistas a construir un nuevo vínculo. De ocurrir esto último (la entrada de un transportista competidor) se corre el riesgo de que los costos -y por ende los ingresos marginales- en ambos vínculos cayeran dramáticamente y el nuevo transportista tendría serios problemas para recuperar su inversión.

El sistema de remuneraciones al transporte por la capacidad existente pretendió entonces, como se dijo anteriormente, transmitir hacia la demanda señales económicas, estableciendo precios nodales basados en la asignación de costos a tres parámetros básicos:

- a. La energía eléctrica transportada.
- b. Los cargos de conexión.
- c. Los cargos de capacidad de transporte.

Los llamados cargos de conexión son los ingresos que percibirá Transener por operar y mantener el equipamiento de conexión y transformación dedicado a vincular el STEEAT con los usuarios directos o con otros transportistas. Estos cargos son remunera-

¹⁷³ También se incluirían los costos del redespacho en la generación, que es el costo adicional en la generación que produce en determinados momentos cuando las plantas de generación deben ser redespachadas a los fines de mantener flujos aceptables en las líneas de transmisión.

¹⁷¹ Reglamento de Conexión y Uso del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica.

¹⁷² Esto se fundamenta en la regla básica para promover la eficiencia económica en la industria, la cual dice que el costo marginal de generar electricidad en dos puntos geográficos distintos no debería diferir más que por los costos marginales de transportar la electricidad entre ellos. Para mayores referencias ver, por ejemplo, Scheweppe F., Caramanis M., Tabors R., y Bohn R. (1988).

ciones fijas que se podrían considerar como una especie de aporte de capital de quienes están conectados a cambio del compromiso de un mantenimiento permanente de estos medios de conexión sujeto a normas mínimas de calidad reguladas por el contrato de concesión. Pagan este cargo todos los agentes del MEM conectados a la red.

La remuneración por conexión en el STEEAT se desglosa de la manera ilustrada en el cuadro IV-4. A cada usuario del transporte le tocará pagar estos cargos multiplicado por las horas de disponibilidad y por el factor de proporción de acuerdo a la potencia requerida. En el STEEDT (Sistema de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal), los cargos de conexión han sido fijados en los valores mostrados en el cuadro IV 5.

CUADRO IV-4
Cargos de conexión STEEAT

Concepto	Cargo unitario (horario)
Salida de 500 kV	\$ 10 por c/salida
Salida de 220 kV	\$ 9 por c/salida
Salida de 132 kV	\$ 8 por c/salida
Transformador de rebaje dedicado	\$ 0.05 por MVA

Fuente: Elaboración propia en base a resolución SE 137.

CUADRO IV-5
Cargos de conexión STEEDT

Concepto	Cargo unitario (horario)
Salida de 330 kV	\$ 5 por c/salida
Salida de 220 kV	\$ 4 por c/salida
Salida de 132 kV	\$ 2 por c/salida
Salida de 66 kV	\$ 2 por c/salida
Salida de 33 kV	\$ 1.5 por c/salida
Salida de 13 kV	\$ 1.5 por c/salida
Transformador de rebaje dedicado	\$ 0.15 por MVA

Fuente: Elaboración propia en base a resolución SE 137.

Los cargos por capacidad de transporte, por su parte, se pueden interpretar como los ingresos que cobrará Transener por operar y mantener el equipamiento de transporte existente dedicado a interconectar los distintos nodos del STEEAT. Estos cargos serán pagados por los agentes del MEM en forma proporcional al uso que hagan de las líneas, medido en relación a su carga simultánea con el pico del sistema. Los cargos por capacidad de transporte han sido fijados en \$48 por hora por cada 100 km. en las líneas de 500 kV, valor que se reduce a \$40 en las líneas de 220 kV. Tanto los cargos autorizados por conexión como los de capacidad de transporte irán decreciendo en valor real con el tiempo, con el objetivo de incorporar un parámetro de eficiencia tecnológica.¹⁷⁴

En el STEEDT, la remuneración por capacidad de transporte quedó establecida (para tramos de 100 km) en \$45 la hora para las líneas de 330 kV y 220 kV y \$43 la hora en las líneas de 132 kV o 66 kV.

Para la remuneración por la energía eléctrica transportada, primó el criterio de que el sistema de precios del transporte transmita las señales correctas de eficiencia económica a los usuarios de la red (generadores, distribuidores y grandes usuarios). Al elegirse la remuneración a la capacidad existente se fijaron cargos fijos (conexión y capacidad de transporte) y cargos variables (RVT)¹⁷⁵, siendo estos últimos el reflejo del componente de costos debido a las pérdidas más los sobrecostos que generan las restricciones a la capacidad. La señal perversa que no da incentivos para la mejora de la calidad del vínculo fue entonces compensada con obligaciones de prestación del servicio en condiciones mínimas de calidad sujeta a penalidades.¹⁷⁶ Las penalidades aparecen principalmente cuando los equipamientos de conexión, de transformación y de potencia reactiva entran en lo que se denomina "indisponibilidad forzada", es decir aquellas salidas de servicio que no estaban previstas y que no provenían de órdenes de operación impartidas

¹⁷⁴ Estas reducciones aparecen recién a partir del segundo período tarifario, y no pueden exceder de un 1% anual ni acumular en el resto del período de gestión más del 5%. El ENRE es el encargado de fijar estos coeficientes de eficiencia tecnológica.

¹⁷⁵ RVT = Remuneración Variable al Transporte.

¹⁷⁶ Estas metas de calidad están contenidas en un subanexo del contrato de concesión referido al régimen de calidad de servicio y sanciones del STEEAT. La exigencia de cumplimiento de metas mínimas resulta subóptimo comparado con la existencia de un sistema de incentivos que indujera al transportista a maximizar la calidad del servicio. Esto es un problema común en la fijación de remuneraciones de todas las redes de transporte de electricidad. En el sistema argentino se compensa parcialmente ya que se prevén premios a partir del segundo período tarifario, a ser fijados por el ENRE.

por Cammesa. En la mayoría de los casos el valor de las sanciones a aplicar por este motivo es proporcional a los cargos que por conexión y por capacidad de transporte recibe el transportista. El monto de estas sanciones varía según la duración de la indisponibilidad, el número de salidas de servicio forzadas, los sobre costos que sus restricciones producen en el sistema como un todo, y la categoría de línea que se trate. Como característica particular, el producido de las multas y sanciones se acreditará a los usuarios perjudicados como descuentos a sus pagos por cargos de conexión y cargos complementarios.¹⁷⁷ Los concesionarios deberán asimismo mantener la tensión dentro de los rangos establecidos por Cammesa para las barras de su red y de las inmediatas adyacentes de menores tensiones sobre las que se tenga control de tensión. Dicho rango ha sido especificado en el cuadro IV-6.

CUADRO IV-6
Rangos de tensión permitidos para las barras
de la red de transporte

Período	Barras	
	500 kV	220 y 132 kV
Hasta el 31.12.94	+ 5 %	± 7 %
Desde el 1.1.95	± 3 %	± 5 %

Fuente: SE.

Los cargos variables por energía transportada (RVTE) representan el mayor componente de la remuneración al transporte por la capacidad existente y, según se señala en Caruso et al. (1992), reflejan las pérdidas resistivas, el sobre costo del redespacho de la generación y el costo de la energía no suministrada por indisponibilidades en la red. Estos ingresos variables pretenden reflejar los costos marginales de operación de corto plazo del transportista y surgen de la diferencia entre el valor de la energía pagada en el

¹⁷⁷ Lo recaudado por las sanciones aplicadas a Transener por incumplimiento en su rol de supervisor de los transportistas independientes se acreditará en la cuenta de apartamientos del transporte que administra Cammesa.

nodo receptor y el valor de la energía suministrada en el nodo de entrega, cuando los precios entre ambos nodos se diferencian por el valor marginal de las pérdidas del transporte. Cuando hay restricciones e indisponibilidades, la remuneración es igual al valor de los sobre costos producidos a los consumidores vinculados a los nodos receptores.

$$\begin{aligned}RVTE &= E^r P^r - E^i P^i \\RVTE &= E^r P^m - E^i P^m \\RVTE &= P^m (E^r F^r - E^i F^i)\end{aligned}\quad (1)$$

E^r es la cantidad de energía tomada en el nodo receptor, P^r el precio de la energía en ese mismo nodo, mientras que E^i es la cantidad de energía inyectada en el nodo emisor y P^i el precio de la misma en ese nodo exportador. Los precios nodales (P^n) son luego expresados en relación al precio spot de mercado (P^m) afectados por sus respectivos factores de nodo (F^n), según se expresa en (2).

$$P^n = P^m F^n \quad (2)$$

Existe también lo que se denomina una remuneración variable por transporte de potencia (RVTP) que forma parte de los ingresos variables del transportista. El mismo surge de la diferencia entre lo que abonon los distribuidores y grandes usuarios por potencia y lo que cobran los generadores por su potencia puesta a disposición, incluida la reserva, en horas fuera de valle, al precio de la potencia en el mercado afectado por su respectivo factor de adaptación. En consecuencia, la recaudación variable total (RVT) en concepto de transporte es la suma de:

$$RVT = RVTE + RVTP \quad (3)$$

El grado de volatilidad que se introduciría en los ingresos de Transener por el hecho de que el componente variable de la remuneración por energía transportada esté ligada al precio de mercado spot, con las fluctuaciones que ello implica, fue objeto de estudio y de definición de un mecanismo estabilizador de ingresos. Se decidió la conveniencia de que los ingresos por este concepto sean fijados en forma anual para el transportista. Se estabilizaron los ingresos por energía eléctrica transportada de acuerdo a un valor promedio previsto de los mismos para cada período tarifario (de cinco años de duración). Los cálculos de estas predicciones los realiza Cammesa y los envía al ENRE para su aprobación. Para el primer período tarifario se fijó esta remuneración estabilizada

para los ingresos variables de Transener (RAEET)¹⁷⁸ en \$55 millones por año. Las diferencias entre este ingreso anualizado y lo que corresponde efectivamente pagar a los usuarios del sistema de transporte son asignadas a una Cuenta de Apartamientos del transporte, administrada por Cammesa.

Para completar el cuadro de remuneraciones al transporte se definió lo que se llama cargos complementarios. Estos están compuestos por los cargos por capacidad de transporte más la diferencia que surja entre la recaudación variable por transporte (RVT) y el monto anual a abonar a Transener en concepto de energía eléctrica transportada (RAEET). La distribución de este cargo se hace en función de la participación marginal de cada agente del MEM en el uso del equipamiento del sistema de transporte, utilizándose el mismo método de la asignación por áreas de influencia determinado por Cammesa a los efectos de identificar beneficiarios de ampliaciones de capacidad.

Todas las remuneraciones al transporte están expresadas en dólares estadounidenses, son convertidas a pesos al momento de establecer los cuadros tarifarios, y se ajustan semestralmente en forma automática con un índice combinado de precios mayoristas y minoristas de los Estados Unidos.

Cabe aclarar que las remuneraciones al transporte son independientes de la realización de contratos a término entre generadores y distribuidores o grandes usuarios. La garantía de suministro de un contrato corresponde a la disponibilidad del generador contratado, no así a la del sistema de transporte. Antes de celebrar un contrato, ambas partes deberán haber evaluado la calidad del vínculo que los une.

Los generadores y distribuidores con contratos de suministro pueden establecer dentro de los mismos cómo se reparten los costos por los cargos de energía eléctrica transportada. De no hacerlo en forma explícita, entonces se considerará que el vendedor se hace cargo de la remuneración correspondiente al tramo que va desde su nodo hasta el centro de cargas del mercado, mientras que el comprador se hace cargo del servicio para llevarla desde el centro de cargas hasta su nodo de recepción.

¹⁷⁸ RAEET: Remuneración Anual por Energía Eléctrica Transportada.

Finalmente, se establecieron mecanismos para la expansión del sistema que intentan poner armonía entre las señales surgidas de la remuneración a la capacidad existente y el problema de largo plazo, a fin de evitar situaciones conducentes a la subinversión o sobreinversión en nuevas líneas.¹⁷⁹ Al decir de Pérez Arriaga (1992), la regulación debe ser consistente entre las inversiones nuevas y las existentes. El diseño de estos mecanismos de expansión se detalla más adelante en esta misma sección.

3. Acceso abierto y conexión a la red

Al igual que en toda actividad donde existe una configuración física con características de red, fue necesario reglamentar las condiciones de acceso y de conexión a la misma.

Toda relación de interconexión entre un transportista y sus usuarios directos o con otro transportista deberá definirse bajo la forma de un convenio de conexión que será comunicado a Cammesa. En estos convenios se detallan qué instalaciones pertenecen a cada una de las partes involucradas y que son afectadas a la interconexión, se establecen las condiciones de acceso a dichas instalaciones y se fijan los límites de responsabilidad de las partes. El ENRE fijará las condiciones de conexión y uso cuando las partes así lo requieran o cuando no se efectivicen convenios en un plazo de 90 días a partir del comienzo de operaciones.

Pero lo más importante del reglamento de conexión es que establece la obligatoriedad de los propietarios de instalaciones que presten el servicio público del transporte a permitir el acceso indiscriminado de terceros a la capacidad de transporte de sus sistemas. Esto es lo que se conoce como acceso abierto de la red.

4. Los mecanismos de expansión del sistema

Para establecer los mecanismos de expansión de los vínculos de transporte se siguió el siguiente razonamiento:

¹⁷⁹ Si se incluyeran los costos de congestión en la remuneración basada en costos marginales de corto plazo (lo cual resulta impráctico por su difícil cálculo) de alguna manera se está agregando una remuneración para pagar por el costo de añadir mayor capacidad a la red existente, lo cual es la base de lo que debería ser la remuneración por costos marginales de largo plazo. Al diseñarse un mecanismo separado para la expansión de la capacidad, de alguna manera los costos de congestión se incluirán de forma indirecta en el sistema de precios del transporte.

a. Los distribuidores tienen obligación de atender la demanda actual y futura en sus respectivas áreas sujeto a fuertes penalidades.

b. Esto los incentiva a buscar contratos con generadores.

c. Si la generación se localiza en un lugar remoto de la demanda, generadores y distribuidores tienen que asegurarse el transporte de la energía eléctrica pactada.

d. Si la red existente presenta "cuellos de botella" existen interesados y beneficiarios para expandirla.

e. A pedido de los interesados y con la autorización del ENRE y la SE, se decide la expansión mediante contratos directos entre partes o mediante la licitación pública de un contrato COM.

f. Transener, como concesionario de la red de alta tensión, es el responsable final de la correcta ejecución y utilización de la ampliación, aunque ésta sea realizada por un transportista independiente. En este último caso, Transener recibe las remuneraciones correspondientes al transporte y transfiere estos pagos al transportista independiente, previa deducción de una tasa de supervisión.

El Reglamento de Acceso a la capacidad existente y ampliación del sistema de transporte contempla varios mecanismos de ejecución de nuevos proyectos. Se pueden diferenciar los siguientes:

1. Acceso a la capacidad existente.
2. Ampliaciones de la capacidad por contratos entre partes.
3. Ampliaciones de la capacidad por concurso público.
4. Ampliaciones menores.

Para acceder a la capacidad existente, los usuarios o futuros usuarios presentan una solicitud de acceso ante Transener y ésta informa a Cammesa, quien en un plazo de 30 días debe evaluar conjuntamente con Transener la factibilidad técnica del proyecto, así como verificar modificaciones eventuales en la composición de la oferta eléctrica como resultado de la nueva conexión. Estas evaluaciones son notificadas a su vez al ENRE, quien tiene 30 días para hacer objeciones, si las hubiere. Una vez expirado este plazo y de no mediar declaración del ENRE, la solicitud se considera aprobada. Básicamente, lo que juzga el ENRE es si existe o no capacidad remanente del sistema de transpor-

te para satisfacer la solicitud. De creer el ENRE que hay capacidad remanente se da la solicitud a publicidad y se convoca a una audiencia pública donde se le da la oportunidad a aquellos que consideren presentar proyectos alternativos al del solicitante. El ENRE entonces decide si hay fundamentos para objetar el proyecto original solicitado o, si se hubieren presentado alternativas, optará por el proyecto que produzca mayores ahorros económicos en el MEM.

Por otra parte, se requiere que toda iniciativa de ampliación de capacidad -a excepción de las categorizadas como ampliaciones menores- se publique, se celebren audiencias públicas y que finalmente el ENRE emita un "certificado de conveniencia y necesidad pública", condición *sine qua non* para poder comenzar a gestar una iniciativa de ampliación del sistema de transporte. El ENRE tiene 90 días para expedirse. Si al vencimiento de este plazo el ENRE no formula declaración alguna, se considerará la aprobación tácita del proyecto. Cualquier agente del MEM que para establecer o mejorar su vínculo requiera una ampliación de capacidad la puede obtener a través de un contrato COM con Transener o con otros transportistas, incluyendo los independientes. Esto sería lo que se denomina ampliación por contrato entre partes. Una vez que existe la aprobación del ENRE para la ampliación de la capacidad en las condiciones arriba señaladas, se habilita el otorgamiento de una licencia técnica para quien opere la ampliación. El financiamiento de la inversión es realizado por las partes interesadas, sin que se prorratee cargo adicional alguno a otros usuarios. Las remuneraciones futuras al transporte en este tipo de ampliaciones, siguen siendo percibidas por Transener. Si los agentes que financiaron la ampliación recurrieron a un transportista independiente, éste recibe una licencia técnica de Transener, quien actuará como supervisor del mismo y le transferirá las remuneraciones concernientes al transporte, previa deducción de los cargos de supervisión correspondientes.

Como una opción alternativa al mecanismo de ampliación por contrato entre partes, agentes interesados del MEM pueden requerir autorización para la ampliación por el sistema de concurso público. La autorización se gestiona ante la transportista titular de la concesión del sistema de transporte al cual se vincule dicha ampliación, o sea ante Transener, una ETDT, o una transportista provincial. La solicitud deberá contar con una oferta de contrato COM que expresamente incluya el canon anual y el período de amortización propuesto. Como el canon será pagado por todos los beneficiarios del proyecto,

en este procedimiento se requiere además que los interesados representen al menos el 30% de los agentes declarados como tales en su área de influencia y la no oposición de por lo menos el 30% de estos mismos beneficiarios. Es Cammesa quien a pedido de la transportista que recibió la solicitud determina, de acuerdo a una metodología preestablecida y basada en criterios técnicos, quiénes son los beneficiarios objetivos de la obra a realizarse. Es la SE, sin embargo, quien en última instancia decide las proporciones correspondientes. El procedimiento sigue su curso a través del ENRE quien hará la evaluación de la solicitud en base a un criterio prefijado. El ENRE debe verificar que el valor presente del total de costos de inversión, operación y mantenimiento del sistema con las modificaciones que se derivan de la ampliación solicitada, sea menor que el valor presente del costo total de operación y mantenimiento de dicho sistema sin tales modificaciones.¹⁸⁰ Luego se da a publicidad la solicitud mediante el llamado a una audiencia pública, donde a su vez se informa de la proporción en que participarán los beneficiarios en el pago del canon. Aquí es donde los beneficiarios no auspicantes del proyecto tienen la oportunidad de oponerse cuando logran consenso cuya representatividad sea por lo menos del 30% del total de beneficiarios. En caso de este tipo de oposición, se rechaza la solicitud sin más trámite. Si fuera el ENRE el que tuviera objeciones, éste puede solicitar la opinión de consultores independientes y luego resolver en instancia única. La autorización del ENRE, en contrapartida, significa que el solicitante deberá realizar un concurso público para ver si alguien ofrece un canon anual menor al establecido en la propuesta adjuntada por el solicitante al ENRE. De ocurrir una oferta menor, a ésta se le adjudica el contrato COM. Caso contrario, el ENRE autoriza a celebrar el contrato con el transportista señalado por el solicitante al valor del canon anual oportunamente aprobado.

Por toda ampliación que se realice a través de transportistas independientes, la concesionaria del transporte actúa como supervisora de construcción, cobrando un cargo equivalente al 3% del valor total de la obra durante el período de construcción. A Transener también se le asigna la tarea de supervisión por toda nueva instalación del STEEAT operada por un transportista independiente. En estos casos percibe el equivalente al 4% de los ingresos del transportista durante el período de amortización de la obra y el 2.5%

¹⁸⁰ Se incluyen dentro de los costos de operación el valor de la energía no suministrada.

durante el período de explotación. Estos últimos pueden interpretarse como la remuneración abonada por el transportista independiente por la extensión de la llamada licencia técnica.

Finalmente, se considera ampliación menor a aquella cuyo monto no supere los dos millones de pesos, tal como surge del reglamento remuneratorio del transporte. En estos casos la transportista puede pactar el costo de amortización con los usuarios directos de la ampliación bajo el régimen de contratos entre partes.¹⁸¹

¹⁸¹ De no prosperar el acuerdo entre partes el transportista puede pedir al ENRE que defina la proporción que debe pagar cada beneficiario.

D. La regulación en las empresas de distribución

La regulación en la etapa de distribución es clave para todo el sistema. La idea principal se basa en el hecho de responsabilizar al concesionario del abastecimiento de la demanda futura. Existen también obligaciones acerca de la calidad del servicio prestado, cuyo no cumplimiento está sujeto a penalidades. La manera de terminar el período de duración de las concesiones es innovadora y peculiar, intentando así corregir efectos perversos recogidos de experiencias regulatorias pasadas.

Para interpretar mejor la regulación en esta actividad, se ilustran primero los antecedentes históricos que se conocen en el país, y luego se realiza una mejor diferenciación acerca de las características sobresalientes del esquema actual.

1. Antecedentes históricos sobre concesiones en el sector

a. Las concesiones de principios de siglo

La primera concesión de servicios eléctricos otorgada en el país fue de carácter municipal, ante las gestiones realizadas por la empresa norteamericana Bruschi E. C. en la naciente ciudad de La Plata, en el año 1886. Similares gestiones realizadas anteriormente por esta misma empresa para la ciudad de Buenos Aires habían fracasado. La explotación del servicio en esta ciudad comenzó un año más tarde con la pionera Compañía General de Electricidad formada con capitales franceses a instancias del ingeniero argentino Rufino Varela (h).

Las concesiones obtenidas por los operadores privados para la región del Gran Buenos Aires contenían elementos que son importantes rescatar a la luz de los acontecimientos actuales. En las concesiones originales de 1907 (CATE, luego CHADE y CADE sucesivamente) y de 1912 (CIAE), se fijaban las tarifas máximas permitidas para consumo residencial¹⁸², se establecían mecanismos de disminución de las mismas en función del monto total facturado y también debido al progreso técnico, como prevención de la

¹⁸² Esta tarifa era binómica, con un componente de base y otro de excedente.

aparición de nuevos inventos o sistemas de producción, elemento semejante en su concepción al moderno sistema inglés del RPI-X¹⁸³.

El temor a una desvalorización de la moneda nacional hizo que se fijaran relaciones con valores oro, a los fines de encontrar un mecanismo de ajuste automático y de evitar pérdidas de rentabilidad por estos motivos. Este tipo de regulación de tarifas tenía en teoría la bondad de no producir los incentivos erróneos a la sobrecapitalización que ocurre con la regulación por tasa de retorno. En este esquema, las concesionarias podían capturar los beneficios de ser más eficientes en los costos, y si deseaban vender a precios más baratos lo podían realizar. De hecho, en muchas ocasiones esta práctica ocurría. Por ejemplo, tanto para fomentar mayor consumo como para mejorar la curva de carga se implementaban diversas prácticas tarifarias. Las empresas cobraban lo que se denominaba "tarifas homologadas", que brindaban condiciones singulares para los grandes usuarios. También se hacían descuentos a clientes que vendían artículos de electricidad y a quienes fabricaban cocinas eléctricas para incrementar el consumo a las horas del mediodía y nivelar así la curva de carga. Quizás este elemento de regulación por precio, junto a la estabilidad institucional entonces vigente, favorecieron el clima propicio para las inversiones privadas y para el aceptable desempeño del sector hasta comienzos de la década del '30.

Sin embargo, existían otros elementos que desfiguraban lo que se entiende actualmente por regulación de precios y que condujeron a retrasos en las inversiones y eventualmente a la disminución de la calidad y cantidad de electricidad en este régimen de concesión privada. Las concesiones de principios de siglo eran concesiones a término con reversión, es decir con cláusulas por las cuales las instalaciones afectadas a la prestación del servicio pasarían a manos del poder concedente (la Municipalidad de Buenos Aires en este caso), previo pago de la parte no amortizada. Esto, junto a un complicado esquema de creación de "fondos de renovación" para respaldar la depreciación de los activos, inevitablemente condujeron a la necesidad de regular controlando las asignaciones a la cuenta de activos físicos, calculando tasas de retorno, etc., con las consecuentes dis-

¹⁸³ RPI-X se refiere al ajuste tarifario en base a un índice de precios (Retail Price Index) menos un porcentaje X que pretende reflejar las economías en la explotación debido al avance de la tecnología en la industria. En el esquema original de las concesiones a CATE y CIAE, sin embargo, no se tomaron adecuadas precauciones para evitar los subsidios cruzados entre distintas categorías de usuarios. Así, por ejemplo, CHADE cobraba en algunas épocas tarifas para negocios e industrias superiores a las máximas permitidas para consumo particular, pese a las quejas de los mismos consumidores y de algunas autoridades municipales.

torsiones y conflictos que causan estos esquemas, en especial en países donde las instituciones que ejercen el poder regulatorio no son estables ni consecuentes, o están demasiado expuestas a la influencia política de turno.

Otro aspecto interesante e ilustrativo es el de la autoridad de control, ejercida por las municipalidades respectivas. Así, por ejemplo, la municipalidad de La Plata realizaba controles sobre los medidores de consumo de luz y hasta poseía un laboratorio propio para investigaciones relacionadas a la auditoría técnica de las empresas concesionarias del servicio de electricidad. A partir de 1932, no obstante, comenzaron a aparecer conflictos en la ciudad de Buenos Aires entre la Municipalidad y CHADE. Las quejas acerca de funcionamiento irregular de medidores, suministros fuera del municipio, contribuciones de los consumidores para la ampliación de la red de distribución, aplicación arbitraria de tarifas superiores a la regulada, etc., se hacían más frecuentes. Se creó una Comisión de Conciliación en 1933 para interpretar estas diferencias, cuyo dictamen fue favorable a los puntos de vista de CHADE. Pese a este dictamen los problemas siguieron y se intensificaron hacia mediados de esta década, concluyendo en 1936 con nuevos acuerdos, establecidos a través de ordenanzas municipales que cambiaron las condiciones inherentes a las concesiones del servicio.¹⁸⁴

b. Las revisiones de 1936 y el informe Rodríguez Conde

¿Qué disponían las ordenanzas municipales de fines de 1936 en cuanto a las concesiones del servicio eléctrico en ciudad de Buenos Aires? Por las mismas se extendían los plazos originales de la concesión a cambio de rebajas tarifarias. Además la cláusula de la reversión de activos se había eliminado. Las ordenanzas fueron sujeto de numerosos debates dentro y fuera del sector. Una comisión de la Cámara de Diputados de la Nación encomendó una investigación sobre las mismas en septiembre de 1940. En el despacho de comisión se concluía, un año después, que del estudio de antecedentes no resultaba la existencia de procedimientos irregulares, y que "...las mencionadas ordenanzas, consideradas integralmente, y en cuanto a sus resultados y repercusiones frente al

¹⁸⁴ Ordenanzas municipales 8028 y 8029 de 1936.

interés general y al de los consumidores, son ventajosas en relación a las situaciones legales y de hecho existentes con anterioridad a su sanción."¹⁸⁵

Pero un par de años más tarde se abría un nuevo capítulo sobre estas famosas ordenanzas municipales. Un decreto presidencial de agosto de 1943 pidió investigación y asesoramiento para tomar medidas de acción a la denominada Comisión Investigadora de los Servicios Públicos de Electricidad de la Ciudad de Buenos Aires, presidida por el coronel Matías Rodríguez Conde. Este informe generó airadas polémicas.

En lo sustancial, el informe Rodríguez Conde objetaba el espíritu y la forma en que la Municipalidad había otorgado lo que se denominaba total "novación" (no simple prórroga) de las concesiones eléctricas. La crítica más importante se centraba en la modificación de la cláusula de reversión, lo cual se consideraba como ilegal por enajenación de propiedades municipales de uso público. También se objetaron otros vicios de procedimiento, como el hallazgo en archivos de CADE de documentos probatorios de que el proyecto de la ordenanza 8028 fuera íntegramente preparado por esta empresa, bajo la dirección de SOFINA, su multinacional controlante. De hecho, como resultado de estas investigaciones se comprobó el delito de cohecho en algunos de los concejales municipales involucrados en la aprobación de estas ordenanzas.

En cuanto al sistema de regulación, el informe señalaba que las empresas recurrían al abultamiento del capital y a la inflación de los gastos para presentar el porcentaje de utilidad dentro de límites razonables. También se manifestaba que se justificaban amortizaciones mayores a las correctas, las que eventualmente contribuían a aumentar nuevamente el capital de las compañías. Esto se hacía a los efectos de eludir pagos de impuestos a los réditos y para favorecer, al término de la concesión o en caso de expropiación, la obtención de precios superiores a los reales por los activos de las empresas.

Si bien en lo inmediato no se tomaron acciones de acuerdo a lo aconsejado por el informe, el mismo tuvo repercusiones en cuanto a la estatización de empresas provinciales por parte de AyE y en decisiones futuras acerca de CIAE, según se presenta más adelante.

¹⁸⁵ Proyecto de Declaración del 11 de septiembre de 1941 de la Comisión Especial Investigadora de las Concesiones Eléctricas de la Capital.

A medida que el Gran Buenos Aires crecía, el control municipal se fue tornando casi imposible, debido a la necesidad de una supervisión más centralizada de una misma empresa que estaba cubriendo áreas de servicio que abarcaban diversas municipalidades. El desarrollo de la tecnología por el cual era posible la instalación de centrales de módulos cada vez mayores y la mayor confiabilidad de la transmisión a distancia, trajo como consecuencia la expansión empresarial más allá de los ámbitos jurisdiccionales de la regulación dada por los ejidos municipales. Este hecho técnico, junto a el crecimiento rápido de población y actividad económica en la década de los cuarenta (que puso en evidencia la escasez de la oferta a través de los primeros cortes importantes de suministro) precipitaron la necesidad de una autoridad de control más importante. A nivel nacional entonces, las funciones de regulador recayeron en la Dirección Nacional de Energía y Combustibles. La calidad de las tareas de contralor, sin embargo, decayeron en alguna medida. Por ejemplo, las actividades de control de medidores fueron suspendidas. Al momento de centralizarse la regulación se observó que existían diferencias tarifarias entre las distintas municipalidades, por lo que se procedió a uniformar tarifas a un nivel un poco más elevado de aquellas que estaban más altas. Esto no sólo permitió mejorar la rentabilidad de los concesionarios sino también crear fondos de afectación específica para el sector. Estos fondos fueron de alguna manera controvertidos. Por ejemplo, con el llamado Fondo Especial Compensatorio parte de lo obtenido a través del aumento tarifario en Buenos Aires era transferido en forma de salarios altos y otras asignaciones laborales a los trabajadores sindicalizados de Luz y Fuerza en poblaciones del interior del país.

La cuestión tarifaria también se hacía más compleja. Se incorporaron cláusulas monetarias complementarias por las cuales se podía actualizar el valor de las tarifas en forma diferente. Inicialmente, para resguardar el valor de la moneda, se las protegió con una paridad oro, pero luego quedaron sujetas a variaciones en el precio de los combustibles y los salarios, con cláusulas que protegían a las empresas ante potenciales devaluaciones de importancia.¹⁸⁶ En la práctica, los problemas de ajustes tarifarios ocurrieron toda vez que los gobiernos intentaban usar a la tarifa eléctrica como un mecanismo de control de precios o de política de subsidio implícito a determinados sectores de la sociedad.

¹⁸⁶ En las concesiones originales de principios de siglo, sólo las tarifas de alumbrado público estaban sujetas a variaciones del precio de combustible (en aquellos tiempos el precio del carbón).

Si bien en el interior del país el Estado comenzó su participación activa en el sector durante la década del cuarenta, es curioso que las concesionarias en la ciudad de Buenos Aires no terminaran siendo nacionalizadas debido a los motivos ideológicos imperantes durante el gobierno de Perón. Pero es conveniente explicar qué es lo que ocurrió durante esta época, lo cual también ayuda a entender el fracaso de la regulación en el sector para este período. Principalmente, el hecho fue que a través del tiempo se le comenzaron a denegar los aumentos tarifarios a las concesionarias. Durante este lapso existió una política deliberada para eventualmente apropiarse de los activos de las empresas de servicios públicos a un valor relativo más bajo. Las empresas se vieron así forzadas a no invertir, tanto por la amenaza subyacente de nacionalización, como por la baja rentabilidad de sus cuadros tarifarios.¹⁸⁷

Claro que al llegarse a finales de los cincuenta, con un aumento rápido de la demanda y empresas que no habían podido invertir, la nacionalización llegó, como se viera anteriormente, debido a la necesidad de realizar inversiones que algunas concesionarias ya no estaban en condiciones de hacer. El motivo principal de esta aparente falla del sector privado no debe asociarse a la forma de propiedad sino a la ruptura de las reglas de juego en la regulación, que impidió a las empresas actualizar sus cuadros tarifarios (con la consiguiente natural descapitalización), con el agravante de operar bajo la incertidumbre de la discrecionalidad del Estado en cuanto a una eventual expropiación.

c. El caso de CIAE

Es interesante repasar el caso de la CIAE, empresa privada que no fuera nacionalizada con la creación de SEGBA. CIAE sufrió similares consecuencias que sus pares CADE y CEP y si no fue nacionalizada esto se debió principalmente a que la empresa se había comprometido a un plan importante de inversiones que el gobierno no tenía intenciones de abortar. Este plan se llevaría a cabo a cambio de un nuevo contrato de conce-

¹⁸⁷ Resulta natural esperar que el privado deje de invertir en estas condiciones. La política deliberada de depreciación del valor de las empresas privadas tuvo su manifestación más elocuente en el sector telecomunicaciones, donde la CAT (Compañía Argentina de Teléfonos, subsidiaria de la Ericsson de Suecia), estuvo formalmente impedida de realizar inversiones y de aumentar tarifas por un período de once años. Durante ese lapso, CAT estuvo esperando una nacionalización que finalmente nunca llegó, y la empresa reanunció a operar normalmente cuando el gobierno de Frondizi decidió que CAT no sería tomada por el Estado, y permitió que se revisaran los cuadros tarifarios y que se expandiera la red.

sión, que le diera nuevas reglas de juego para poder operar como prestataria del servicio eléctrico en su zona de influencia.

CIAE, que había obtenido su concesión original en 1912, experimentó numerosos episodios de desencuentro con el Estado Nacional debido a fallas en los mecanismos regulatorios. Desde el año 1948, por ejemplo, se señalaba lo dañino de la falta de una legislación que permita la revaluación de los bienes del activo fijo según "valor de la moneda". Esto era necesario a fin de ajustar debidamente la cuenta de amortizaciones y evitar pagos en concepto de impuestos por ganancias que no eran tales. En 1956, asimismo, esta empresa se vio en la necesidad de acudir a la justicia en procura de un reajuste tarifario a consecuencia de la disminución del valor efectivo del peso nacional, tal como lo preveía la extensión de la concesión otorgada en 1936.

También sufrió CIAE injerencias estatales en cuanto al manejo de asignaciones sociales para el personal. La Asociación Mutual del Personal de CIAE fue intervenida y luego disuelta en 1957 por un organismo dependiente del Ministerio de Trabajo y Previsión por considerar que ésta no reunía las condiciones legales necesarias para conservar la personería de "asociación mutual". CIAE recordó al gobierno en ese momento que las subvenciones sociales a su personal se realizaban por voluntad propia (no a consecuencia de disposiciones gubernamentales o de la política social) desde el año 1918. Estas subvenciones que incluían servicio médico y farmacéutico gratuito, colonia de vacaciones, campo de deportes, restaurantes y subsidio por fallecimiento, representaron el equivalente al 7% del capital accionario en 1957, año en el que los accionistas no recibieron dividendo alguno debido principalmente a la insuficiencia tarifaria.

Pero lo más interesante a los fines de poder realizar un breve análisis comparativo con la regulación promovida en el modelo actual de transformación, resulta de observar las consecuencias de las discrecionalidades por parte del Estado bajo la Presidencia Provisional del General Aramburu. En 1957, este gobierno declaró nula la ordenanza municipal de la ciudad de Buenos Aires del año 1936¹⁸⁸ por la cual se celebrara un convenio adicional al contrato de concesión de 1912. La nulidad de esta ordenanza surgió como resultado de las conclusiones del informe conteniendo los elementos investigados por la comisión presidida por Rodríguez Conde con quince años de anterioridad. Se ba-

¹⁸⁸ Ordenanza 8029 de 1936.

saba esta decisión de nulidad en supuestos vicios en el proceso de otorgamiento de la extensión de la concesión, entre ellos la falta de llamado a licitación pública y la falta de capacidad del Consejo para desprenderse gratuitamente de bienes que pertenecían a la Comuna. CIAE presentó una nota al PEN¹⁸⁹ solicitando la revocatoria de la medida y entre las exposiciones más relevantes se decía lo siguiente: *"Ha de ser fácilmente comprensible la justificada alarma de la Compañía frente a la declaración de nulidad de una ordenanza que, dictada por los organismos municipales competentes, ha venido aplicándose por sucesivos gobiernos, incluso por el de V.E., durante veinte años;... que ha sido llevada a la esfera del derecho privado mediante un contrato celebrado por escritura pública; y sobre todo, en base de la cual y teniendo en cuenta la garantía de sus disposiciones, la Compañía ha efectuado importantísimas inversiones de capital, en gran parte provenientes del exterior, confiando en la estabilidad de los contratos celebrados bajo el amparo de las leyes del país"*. También se aducía falta de validez constitucional del decreto debido a la competencia y facultades del PEN para el dictado del mismo y por constituir un ataque al derecho de propiedad de la empresa. En efecto, la declaración de nulidad de los actos jurídicos, públicos o privados, en cuanto afecten derechos subjetivos, se halla sometida exclusivamente al poder jurisdiccional de los jueces, situación contemplada en el art. 95 de la Constitución Nacional.¹⁹⁰ Con respecto al derecho de propiedad, la Corte Suprema ha declarado que *"cuando el Estado contrata con los particulares no le es permitido revocar o anular sus propias concesiones sin cumplir con los requisitos exigidos por el principio de la inviolabilidad de la propiedad"*.¹⁹¹ Respecto de la supuesta necesidad del llamado a licitación pública¹⁹², factor éste citado como uno de los elementos que viciaban la adjudicación de la concesión, CIAE sostuvo que ese requisito (la licitación pública) se impuso sólo para el establecimiento y la adjudicación a un concesionario de todo servicio público. *"No necesita demostrarse que cuando en 1936 el Concejo Deliberante modificó la Ordenanza de concesión de 1912 ya el servicio público de electricidad estaba establecido y tampoco puede sostenerse que hubo adjudica-*

ción del servicio a un concesionario, pues el servicio estaba ya adjudicado a la Compañía. Esta revestía el carácter de concesionaria, el servicio estaba en pleno funcionamiento y sólo se trataba de modificar alguno de sus términos y condiciones." Finalmente, dado que la concesión de 1912 preveía el sistema de reversión de los bienes y traspaso del saldo de los fondos de renovación y reparaciones al término de la misma (en 1962), en la visión de la empresa la Municipalidad no tenía en 1936 ningún derecho real sobre los bienes de CIAE, sino un crédito futuro condicionado al cumplimiento del plazo resolutivo y al cumplimiento de obligaciones correlativas que el contrato ponía a cargo de la Municipalidad.

En 1959, CIAE comenzó tratativas con el gobierno nacional para la definición de nuevos términos para la prestación de servicios, ya que según denuncia la compañía, *"...toda dilación de las negociaciones en curso es sumamente perjudicial. Debe advertirse que se requieren varios años después de formalizado un acuerdo, para el simple restablecimiento de la regularidad de servicios que han sido afectados, durante unos quince años, por factores extraños a la Compañía misma."*¹⁹³ De hecho esto está referido a la falta de estabilidad y mal ejercicio del poder regulador, que evidentemente cercena toda decisión de inversión por parte del operador privado.

d. Regulación tradicional a partir de la creación de SEGBA

Las tratativas de CIAE con el gobierno llegaron a buen término mediante la firma del convenio del 12 de mayo de 1961 y un convenio adicional del 30 de junio de ese mismo año, ambos celebrados con el Secretario de Energía y Combustibles y aprobados por decreto presidencial¹⁹⁴. Este contrato reviste similares características técnicas al otorgado a SEGBA en la misma época. La duración del mismo es por tiempo indeterminado, aunque en caso de que el Estado quisiese hacerse cargo del servicio, CIAE se comprometía a vender y el Estado a comprar, todas las instalaciones y demás bienes físicos existentes afectados al servicio, previo aviso entre las partes con tres y cuatro años de anticipación. Existía libre disponibilidad para transferencias de divisas, acciones y obligaciones de la compañía al exterior. Las inversiones de la empresa se cotizarían a valor dólar,

¹⁸⁹ Nota presentada por CIAE al PEN el 13-8-57.

¹⁹⁰ Cabe recordar aquí que el gobierno provisional de Aramburu había asumido solamente las facultades ejecutivas y legislativas, mientras que se había instalado al Poder Judicial asegurando su independencia.

¹⁹¹ Nota op. cit., parte II.

¹⁹² Requisito implantado en 1934 por la Ordenanza Municipal 6045 (ciudad de Buenos Aires).

¹⁹³ Memoria y Balance del Cuadragésimo Octavo Ejercicio de CIAE S.A. (1959).

¹⁹⁴ Decreto 5.571/61.

actualizadas y serían declaradas de interés nacional, por lo que el Estado se comprometía a otorgar garantía sobre el endeudamiento de CIAE, cuando ésta así lo requiriese.

En las concesiones otorgadas a SEGBA y a CIAE se asegura una rentabilidad determinada (8%) sobre el capital invertido, cambiándose así el sistema de regulación que prevalecía en las concesiones otorgadas a principios de siglo. Este esquema no brinda ningún incentivo a la eficiencia de costos y además genera una tendencia a la sobrecapitalización y/o un manejo arbitrario de la cuenta de depreciaciones. Es así que el punto principal de las discusiones entre CIAE y el gobierno se centraba, naturalmente, en la cuestión tarifaria, tanto sea por el lado de la efectivización de aumentos de precios, como la actualización contable para el cálculo de la base tarifaria. Esto no sorprende dada la naturaleza del esquema regulatorio, basado en la regulación tradicional de tasa de retorno, que además de brindar las señales erróneas ya comentadas, impone un alto costo para el regulador debido a la necesidad de realizar un seguimiento de la política de asignación de costos y partidas de la empresa regulada.¹⁹⁵

La concesión otorgada a SEGBA en 1961 también incluía cláusulas acerca de la calidad de prestación de servicios en la distribución. Entre las más importantes, se pueden mencionar:

a. Se fijaba el nivel de tensión requerido, dándose una tolerancia de $\pm 5\%$ de las tensiones nominales establecidas para las redes aéreas y de $\pm 3\%$ para las subterráneas.

b. Obligación del suministro a quien lo solicite para "... casas y locales frente a las cuales existan líneas de distribución de energía eléctrica suficientes y adecuados para atender debidamente el suministro solicitado y siempre que SEGBA cuente con suficiente disponibilidad de potencia en sus centrales y correspondientes subestaciones, subestaciones y redes de alta y baja tensión."¹⁹⁶ En los casos en donde se requerían obras de ampliación, refuerzo o extensión de redes, SEGBA podía exigir a los solicitantes el pago total o parcial de los gastos que demandaban esas obras. En este último caso, SEGBA incurría en obligación de suministro sólo cuando el solicitante abonaba previamente los gastos y contribuciones requeridos.

¹⁹⁵ SEGBA enfrentaba los mismos problemas surgidos de este esquema de regulación. La diferencia radicaba en que al ser SEGBA estatal los reclamos de ésta al Estado (y viceversa) eran naturalmente de distinta índole de los de una empresa privada.

¹⁹⁶ SEGBA (1973), pág. 11-12.

c. SEGBA tenía el derecho de pedir depósitos de garantía suficientes para cubrir hasta el importe de dos meses de consumo, el cual sería devuelto a los interesados cuando dejaran de ser usuarios del servicio. Estos depósitos podían ser afectados cuando existía mora en el pago de facturas por consumo.

d. En caso de falta de pago del servicio dentro de los 15 días siguientes a cada mes o cada bimestre de consumo, SEGBA tenía el derecho de interrumpir el suministro.

e. En sus oficinas de atención al público, SEGBA tenía la obligación de tener a disposición de los usuarios un libro de quejas foliado y rubricado por la entonces Dirección Nacional de Energía y Combustibles, el órgano de contralor del sector.

En cuanto a las penalidades a las que estaba sujeta SEGBA en caso de incumplimiento de cláusulas contractuales imputable a la empresa, se presenta un cuadro (IV-8) más adelante a los efectos de su comparación con las actuales condiciones para las empresas privatizadas. Se podrá observar que las penalidades previstas por faltas en la calidad de prestación de los servicios de SEGBA eran en la teoría bastante exhaustivas e intimidatorias. En la práctica, no obstante, el cumplimiento de estas reglamentaciones casi nunca se verificaba.

En 1964, nuevamente aparecen conflictos entre el Estado y CIAE. El decreto 10447 de ese año acusa a esta compañía de no cumplimentar el plan de inversiones acordados en el contrato de 1961 y de alguna forma insinúa que el Estado podría hacerse cargo del servicio.¹⁹⁷ CIAE atribuyó estas demoras a factores exógenos a la firma, entre ellas la falta de aprobación de las tarifas para el año 1964 y la imposibilidad de acceso al crédito internacional debido a la pérdida de confianza hacia el país en los ámbitos financieros internacionales a raíz de las famosas anulaciones de los contratos petroleros. CIAE señaló no obstante estar dispuesta a escuchar sugerencias de la Secretaría de Energía y Combustibles mientras se respetaran los derechos conferidos en su contrato de concesión. Esta situación nuevamente postergó inversiones por parte de CIAE, como era de preverse. Las relaciones con el gobierno tienen un giro a partir de la llegada del gobier-

¹⁹⁷ Ya en el año 1963, en la Resolución SEC 53 el Secretario de Energía y Combustibles afirmaba que el vigente contrato de concesión de CIAE era "contrario al interés público".

no militar de 1966, con el cual CIAE readecuó los plazos de ejecución del programa de ampliaciones previsto en el contrato de 1961.

CIAE sufrió los últimos embates por parte del Estado durante el período 1973-75 cuando se hablaba de la "argentinización" de la empresa. Es notable ver cómo —cada vez que estos ataques ocurrían— los indicadores de producción y productividad de la empresa desmejoraban sustancialmente.

Todos estos episodios acerca de CIAE se traen a colación para ilustrar el hecho de que se deben distinguir dos elementos fundamentales cuando se quiere explicar las bondades de la regulación de servicios públicos en manos privadas. Estos elementos son el régimen y la práctica regulatoria. Ambos son importantes a la hora de determinar el éxito de un esquema de regulación. El régimen o esquema regulatorio puede contener señales e incentivos erróneos que tiendan a que los objetivos del sector no se cumplan. Pero por otra parte, por más cercano a la perfección que pueda ser un esquema regulatorio, éste puede fracasar si la práctica regulatoria, ejercida a través de las instituciones que deben asegurar la estabilidad jurídica y la protección constitucional de los derechos civiles (como así también ofrecer flexibilidad ante los cambios inherentes de la industria y de eventos macroeconómicos extraordinarios), toma actitudes discrecionales que alteran las decisiones de producción e inversión del actor privado. En el punto siguiente se analizan las principales diferencias del esquema regulatorio actual para las concesiones de distribución con las experiencias pasadas en el sector.

2. Innovaciones de las actuales concesiones en la distribución

a. Esquema general

El esquema actual de la regulación en la distribución podría sintetizarse a través de los postulados enunciados en el cuadro IV-7.

CUADRO IV-7
Postulados de regulación en la distribución

Concesión de Mercado vs. Obligación de Suministro
Tarifas Reguladas: Precio Mayorista (estacional) + Valor Agregado Distribución
Penalidades con Devolución al Usuario en base al Costo de Falla
Períodos Cortos de Gestión, Renovables bajo Licitación Competitiva

Fuente: Elaboración propia.

La concesión se otorga a cambio de responsabilizar al concesionario de la satisfacción de la demanda. Esto significa un cambio desde un sistema centralizado a uno de competencia, dado que las distribuidoras deberán asegurarse sus fuentes de suministro en base a contratos con generadores u otros vendedores del MEM bajo condiciones libremente pactadas.¹⁹⁸

Las tarifas se determinan en base a un precio estacional (que surge del precio del mercado mayorista) al cual se agregan márgenes de pérdidas y costos de distribución que fueron estimados por la autoridad concedente (Estado) y aceptados por el concesionario a través del acto de licitación por el cual obtuvo la concesión.

Los márgenes permitidos para los costos de distribución se revisan periódicamente debido a las variaciones en las modalidades de consumo, necesidades de nueva capacidad, etc.; estimaciones que realiza el propio gobierno y fija para un nuevo período de gestión. Para evitar las discusiones acerca de si las variaciones tarifarias son justas o no, se llama al término de los períodos de gestión (coincidentes con las revisiones tarifarias) se llama a un nuevo proceso licitatorio para otorgar el control de la compañía concesionaria. Esta es una de las diferencias fundamentales en las concesiones actuales, ya que si bien la concesión tiene una duración total de noventa y cinco años, está dividida en períodos de gestión de corta duración. Al finalizar cada uno de estos períodos, tanto el concesionario actual como potenciales interesados pueden participar del nuevo proceso lici-

¹⁹⁸ Nótese que aquí no importa si la propiedad de las distribuidoras es pública o privada, ya que el mecanismo de regulación se puede aplicar tanto a una como otra. Por cierto, lo ya señalado en cuanto a las experiencias argentinas en materia de empresas estatales sugieren la conveniencia de la empresa privada, en especial porque el sistema está basado en decisiones de riesgo. Si la empresa es privada, los errores de predicción recaen sobre la misma empresa, mientras que si es pública los costos son soportados por la sociedad en su conjunto.

tatorio. Aquí existe la peculiar característica de que el actual concesionario manifiesta el valor que para él tiene la concesión en el período futuro, apreciación que debe ser superada por las ofertas para que ocurra un traspaso accionario. Se buscó con este esquema que la transferencia al término del período de operación sea onerosa, tratando de respetar el valor real de los bienes involucrados.

La concesión del servicio público de distribución se otorgó entonces con exclusividad zonal para un período de noventa y cinco años, pero dividido en períodos de gestión, el primero de los cuales se extenderá por quince años y los siguientes por diez años. Seis meses antes de la finalización de estos períodos, el ENRE llamará a concurso público internacional para la venta del paquete mayoritario y establecerá el régimen y cuadro tarifario que se aplicarán durante los siguientes cinco años.

El titular del paquete mayoritario tendrá derecho a presentar, al fin de cada período de gestión y bajo sobre cerrado, el precio en el que valúa su participación accionaria. El referido sobre cerrado y los de las ofertas económicas de los demás competidores del concurso serán abiertos simultáneamente. Si el precio contenido en el sobre cerrado fuera mayor o igual al de la mejor oferta económica, el titular del paquete mayoritario conserva la propiedad del mismo, sin estar obligado a pagar suma alguna. Si por el contrario el precio indicado en el sobre cerrado fuera menor que el correspondiente a la mejor oferta económica, el paquete mayoritario será adjudicado al mejor oferente y el Estado entrega el importe por la venta (neto de deudas y obligaciones) a quien era titular de la concesión hasta ese momento.

Este esquema de licitación de los derechos y obligaciones de la concesión al finalizar cada período de gestión es ingenioso e innovador. Por él se tiende a favorecer la estabilidad del grupo concesionario actual, ya que si éste tiene intenciones de seguir, sólo tendría que ofertar un valor lo suficientemente elevado como para que nadie esté dispuesto a ofrecer más. Si desea irse, por el contrario, deberá ser más cauteloso ya que si bien buscará maximizar el precio de transferencia, correrá el riesgo de que el valor declarado no sea superado por las ofertas competitivas, en cuyo caso deberá permanecer en la actividad.

También se prevé qué ocurre con los activos al final de los noventa y cinco años o en casos de quiebra o incumplimiento grave del contrato. Al vencimiento del plazo de concesión, todos los bienes de propiedad de la distribuidora que estuvieran afectados de

modo directo o indirecto a la prestación del servicio público, serán pagados mediante un proceso de concurso público similar al de la finalización de los períodos de gestión, con la excepción de que todos los oferentes participan en igualdad de condiciones. En casos de incumplimiento contractual, las acciones clase A de las distribuidoras están afectadas en garantía prendaria, al igual que en el caso de Transener. Los incumplimientos que dan lugar a la ejecución de la prenda en este caso son:

1. Incumplimiento a lo establecido en los artículos 14 y 15 de sus contratos de concesión.¹⁹⁹
2. Incumplimiento en forma reiterada de obligaciones contractuales.
3. Exceso del valor acumulado de las multas aplicadas en el período anterior de un año por encima del 20% de la facturación anual, neta de impuestos y tasas.
4. Gravado de las acciones prendadas por parte del garante, o no obtención del levantamiento del gravamen dentro del plazo que determine el ENRE.
5. Obstrucción de los garantes a la venta en concurso público internacional del paquete mayoritario, en los casos en que así está establecido en el contrato.
6. Aprobación de parte de una asamblea de accionistas de una reforma de los estatutos societarios u emisión de acciones que altere o permita alterar la proporción del 51% del total accionario que representan las acciones clase A o los derechos de voto de las mismas.

Producido cualesquiera de los incumplimientos mencionados, el Estado procede a la venta de las acciones prendadas en un concurso público, aplicando indemnizaciones similares a las descritas en el caso de Transener.

b. Las metas de calidad

A través del cuadro IV-8 se pueden apreciar las penalidades previstas en el caso de no cumplimiento de las metas de calidad. Las mismas se comparan con lo establecido en la concesión dada a SEGBA en 1961.

¹⁹⁹ Dichos artículos hacen referencia a que los accionistas titulares del paquete mayoritario no podrán modificar su participación ni vender sus acciones durante los primeros cinco años de la entrada en vigencia del contrato.

CUADRO IV-8:
Régimen de penalidades en la distribución

		Penalidades *	
		Edenor, Edesur, Edelap (1992)	SEGBA (1961)
Motivo			
Suministro	Interrupción total zonal > 30'	Ver cortes indebidos de suministro a usuarios	2000 a 25000 kWh
	Corte indebido de suministro a usuarios	Reintegro proporcional al tiempo de corte: \$ 1.4 a \$ 2.7 p/kWh según grupo tarifario	500 a 2500 kWh según la importancia de la interrupción
	Incumplimiento de la obligación de suministro a usuarios	No más de 500,000 kWh según gravedad de la falta, antecedentes y reincidencia	1000 a 2000 kWh por caso
	Incumplimiento en los plazos de nuevas conexiones	Costo de la conexión dividido dos veces el plazo previsto, por cada día hábil de retraso	No contemplado
	Falta de restablecimiento del suministro pasadas las 24 hs. después de cancelación de deudas en mora	Multa del 20% del monto equivalente al promedio mensual de consumo del último año	No contemplado
Tarifas	Exceso tarifario comprobado	Multa de 50% del monto de la facturación objeto del reclamo, para ser reembolsada a usuario	500 a 1000 kWh+ reembolso a usuario
	Facturación de lectura estimada superior a lo establecido en contratos	30% de la facturación así estimada, con reintegro de esta suma a los usuarios perjudicados	No corresponde

		Penalidades *	
		Edenor, Edesur, Edelap (1992)	SEGBA (1961)
Motivo			
Calidad de Servicio	Variaciones indebidas de tensión y/o frecuencia	Resarcimiento a usuarios por excesos de los rangos establecidos. Multa varía de \$0.013 a \$2.00 p/kWh según clase de cableado y tipo de tensión	1000 a 2000 kWh por infracción
	Observación de Metas Regulatorias	Incumplimiento en la presentación de documentos al poder de contralor	No más de 200,000 kWh según gravedad de la falta, antecedentes y reincidencia
			1000 a 2000 kWh por caso
	Peligro para la seguridad pública	No más de 500,000 kWh según gravedad de la falta, antecedentes y reincidencia	No contemplado
	Contaminación ambiental	No más de 500,000 kWh según gravedad de la falta, antecedentes y reincidencia	No contemplado
Prácticas Anticompetitivas	Indisponibilidad de libro de quejas	No contemplado en contrato de concesión	500 kWh por caso
	Acceso de terceros a la capacidad de transporte	No más de 100,000 kWh según gravedad de la falta, antecedentes y reincidencia	No contemplado
	Competencia desleal y acciones monopólicas	No más de 500,000 kWh según gravedad de la falta, antecedentes y reincidencia	No contemplado

Fuente: Elaboración propia en base a contrato de concesión SEGBA (1961), y contratos de concesión Edenor SA, Edesur SA y Edelap SA (1992).

Nota: *Cuando las penalidades son expresadas en kWh, éstos deben ser valuados a precios promedios de venta de la energía eléctrica.

En los aspectos de calidad del producto técnico que se controlarán, figuran las perturbaciones y el nivel de tensión. La distribuidora fijará los límites de emisión (niveles máximos de perturbación que un aparato puede generar o inyectar en el sistema de alimentación) para sus propios equipos y los de los usuarios, compatibles con valores internacionales reconocidos. A su vez, las distribuidoras deberán controlar a los grandes usuarios a través de límites de emisión fijados por contrato, pudiendo penalizar a aquellos que excedan estos límites, hasta llegar a la interrupción del suministro, para lo cual necesita contar en ambos casos con la aprobación del ENRE.

Las variaciones excesivas en los niveles de tensión de referencia establecidos por el ENRE (ver cuadro IV-9) en lo que se denomina etapa uno (a partir del año de la toma de posesión) devenga penalidades basadas en la valorización de esta energía suministrada en malas condiciones de calidad. Dicha valorización varía entre medio centavo de dólar hasta un dólar por kWh en esta etapa, dependiendo de la magnitud de las desviaciones.

Las variaciones porcentuales de la tensión admitidas en la etapa dos (después de los tres años de fecha de toma de posesión), con respecto al valor nominal, son las expresadas en el cuadro IV-10. De surgir un incumplimiento, la distribuidora quedará sujeta a la aplicación de sanciones, que se pagarán a los usuarios afectados por la mala calidad de la tensión, aplicando bonificaciones a las facturas inmediatamente posteriores al período en que se detectó la falla, las que se calcularán obteniendo la energía suministrada con niveles de tensión por fuera de los rangos permitidos, valorizada en rangos que van desde los U\$S 0.013 hasta U\$S 2.0 por kWh en la etapa dos. El monto total de la sanción se repartirá entre los usuarios afectados de acuerdo a la participación del consumo de energía eléctrica de cada uno respecto al conjunto.

En lo referido a la calidad del servicio técnico, el mismo se evaluará en base a la frecuencia de interrupciones en el suministro y a la duración total de la interrupción.

En la etapa uno, el control se efectuará mediante índices globales que representen, de la mejor forma posible, el grado de cumplimiento de los indicadores de frecuencia de interrupción y tiempo total de interrupción de cada usuario. Si los indicadores excedieran los valores prefijados, se aplicarán sanciones en la forma de bonificaciones en la facturación del semestre posterior al controlado. El monto de las sanciones se determinará en base a la energía no suministrada, valorizada a U\$S 1,00 por kWh. Este monto

semestral se dividirá por el total de la energía eléctrica facturada en el mismo semestre, resultando el crédito por cada kWh a facturar en el semestre posterior. El descuento será global, no discriminándose por tipo de usuario o tarifa.

En la etapa dos se calculará, para cada usuario, la cantidad de cortes y el tiempo total de interrupción que ha sufrido en el semestre. Si en el semestre controlado, algún usuario sufriera más cortes (mayores a tres minutos) que los estipulados, o estuviera sin suministro más tiempo que el preestablecido, recibirá de parte de la distribuidora un crédito en sus facturaciones del semestre posterior, proporcional a la energía eléctrica no recibida en el semestre controlado, valorizada de acuerdo al cuadro IV-11.

CUADRO IV-9
Variaciones de tensión admitidas en distribución (etapa uno)

AT	±7.0%
Alimentación aérea (MT o BT)	±10.0%
Alimentación subterránea (MT o BT)	±7.0%
Rural	±13.0%

Fuente: SE.

CUADRO IV-10
Variaciones de tensión admitidas en distribución (etapa dos)

AT	±5.0%
Alimentación aérea (MT o BT)	±8.0%
Alimentación subterránea (MT o BT)	±5.0%
Rural	±10.0%

Fuente: SE.

CUADRO IV-11
Penalidades por cortes de suministro en la distribución (etapa dos)

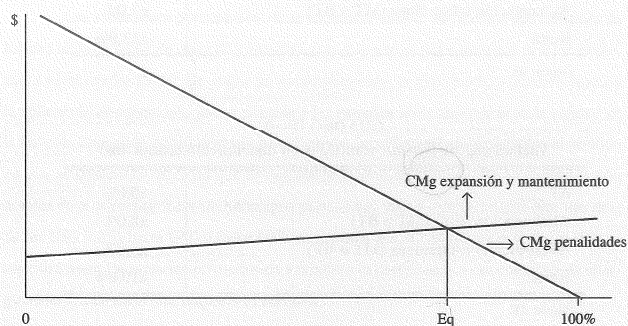
Tarifa 1-R	1.40 U\$S/kWh
Tarifas 1-G y 1-AP	1.40 U\$S/kWh
Tarifas 2 y 3-BT	2.27 U\$S/kWh
Tarifas 3-MT y 3-AT	2.71 U\$S/kWh

Fuente: SE.

Para poder determinar la calidad del servicio técnico al nivel del suministro al usuario, la información necesaria se organizará en bases de datos, de manera tal que permita identificar a los usuarios afectados ante cada falla de la red.

Este sistema de penalidades, junto al esquema tarifario, da incentivos para que el distribuidor expanda y mantenga en condiciones el sistema hasta el punto donde el costo marginal de expansión y mantenimiento iguale al costo marginal de las penalidades (entendiendo por penalidades no sólo los cargos explícitos cobrados por el Estado, sino también el costo de los ingresos no percibidos provenientes de los nuevos usuarios), eximiendo así al gobierno de entrar en la discusión y control de planes de inversión y de estructura de costos (ver gráfico IV-6).

GRAFICO IV-6
Equilibrio entre la expansión y mantenimiento
y las penalidades en distribución



Fuente: Elaboración propia.

c. Formación de tarifas en la distribución

En una sección anterior de este capítulo se describió cómo se formaban los precios estacionales, que sirven de base para el reconocimiento de los precios de compra de los distribuidores sujetos a regulación nacional.²⁰⁰ Los precios cobrados por los distribuidores a sus clientes incluyen además lo que se llama el Valor Agregado a la Distribución (VAD), establecido por la regulación y que se revisa cada cinco años.²⁰¹ El VAD ha sido calculado en base a los costos propios de la distribución definido como el costo incremental promedio de las redes, ajustado a un plan de expansión de inversiones de costo mínimo, basado en supuestos en torno al crecimiento de la demanda. Este ejercicio se hizo para cada grupo tarifario, para así realizar una asignación de cargos de acuerdo a los costos de prestación y expansión del servicio de cada uno de estos grupos.

Las tarifas se aplican entonces sobre distintas categorías de clientes, de acuerdo a los niveles de consumo y a la tensión a la que está conectado el consumidor. Se distinguen las siguientes categorías tarifarias mostradas en el cuadro IV-12. Los precios mostrados en este cuadro corresponden a los de la empresa Edenor SA y son los vigentes a partir del primer día de agosto de 1993. Las pequeñas demandas son definidas como aquellas menores a 10 kW, medianas entre 10 kW y 50 kW y grandes demandas por encima de 50 kW.

²⁰⁰ Los precios estacionales reconocen una tarifa binómica que surge de los cargos por energía (precio de referencia estacional de la energía afectado por el factor nodal del distribuidor), más los cargos fijos por potencia (precio de referencia de la potencia afectado por el correspondiente factor de adaptación).

²⁰¹ El VAD expresado en dólares estadounidenses se ajusta en forma automática cada doce meses, de acuerdo a la tasa de inflación de los Estados Unidos.

CUADRO IV-12
Estructura tarifaria en la distribución
(a partir del 1° de Agosto de 1993)

Tipo de Demanda	Limite de consumo (bimestral)	Importes	
		Fijos (\$/bimestre)	Variables (\$/kWh)
T-1 Pequeñas demandas			
T-1 R Uso Residencial			
T-1 R-1	≤ a 300 kWh	2.92	0.066
T-1 R-2	> a 300 kWh	13.16	0.051
T-1 G Uso General			
T-1 G-1	≤ a 1600 kWh	6.39	0.104
T-1 G-2	> a 1600 kWh y ≤ a 4000 kWh	47.55	0.078
T-1 G-3	> a 4000 kWh	129.24	0.057
T-1 Alumbrado Público			0.068
T-2 Medianas demandas	potencia cargo por energía		6.730 por mes 0.062
T-3 Grandes demandas			
Horas Pico			
BT	potencia cargo por energía		7.13 por mes 0.042
MT	potencia cargo por energía		4.040 por mes 0.040
AT	potencia cargo por energía		2.06 por mes 0.038
Horas de Valle y Resto			
BT	potencia cargo por energía		4.87 por mes 0.042
MT	potencia cargo por energía		2.69 por mes 0.040
AT	potencia cargo por energía		0.40 por mes 0.038

Fuente: Edenor SA.

Nota: Importes no incluyen impuestos.

V. La transición y el funcionamiento del sistema

A. El nuevo rol del Estado

1. Los desafíos de la transición

Es posible que la etapa de transición dé lugar a cuestionamientos acerca del funcionamiento del sistema. Muchos fueron los años en que las decisiones del sector se tomaban en forma centralizada y las funciones empresariales de producción eran llevadas a cabo por entidades estatales. Hasta que los actores del nuevo sistema se adapten completamente a las nuevas reglas de juego, persistirán algunas dudas sobre la viabilidad del esquema actual. Por supuesto, estas dudas son subrayadas por quienes por razones ideológicas o conceptuales no creen en la nueva organización del sector. Al decir de Ariño López (1992), se producirá una discusión entre aperturistas y continuistas. Este mismo autor sostiene que *"No se ha formulado hasta ahora una justificación teórica ni una evidencia empírica que demuestre la superioridad de un sistema sobre otro... nadie ha sido hasta ahora capaz de formular un modelo suficientemente articulado en todas sus fases, que permita desmontar el actualmente existente con una mínima garantía de operatividad y seguridad en el servicio"*.

El período de transición en la transformación argentina se está llevando a cabo en un contexto donde las mutaciones del sistema se han realizado manteniendo la operatividad y seguridad en el servicio sin interrupciones. Este período aún no ha finalizado, y seguramente nuevos desafíos se irán presentando sobre la marcha, pero gracias a la colaboración de todos los agentes del sistema y a las variadas tareas de coordinación ejercidas desde la SE para esta etapa, la puesta en funcionamiento del nuevo modelo en su primer año y medio de implementación ha sido razonable, en especial a juzgar por los indicadores de operatividad y por el cumplimiento de los objetivos propuestos en la transformación.

Se puede definir el comienzo de la etapa de transición a partir de la entrada en vigencia de las normas de organización del MEM (resolución SE 38, agosto de 1991). A partir de entonces, se debía asegurar que las reglas de juego se ajustarían al funcionamiento del naciente mercado eléctrico, para una feliz convivencia de estos nuevos acto-

res privados junto al actor estatal, que todavía poseía una porción significativa de la oferta y la demanda eléctrica. La determinación de precios en el mercado y la implementación de determinados elementos regulatorios respondían, en cierta medida, a una estrategia de transición.

Si en la transición también había algunos interrogantes acerca del funcionamiento global del sistema por parte de quienes diseñaron el mismo, mucho mayor eran las incógnitas para aquellas firmas privadas que invirtieron en las privatizaciones en momentos en que las reglamentaciones para actividades importantes como el transporte y la generación hidroeléctrica aún no habían sido totalmente definidas. Los mecanismos y reglas para el despacho económico a ser utilizados por el entonces designado OED tampoco podían ser tomados como definitivos ya que desde la SE se iban realizando algunos ajustes a los efectos de armonizar los nuevos elementos surgidos a consideración.²⁰² Adicionalmente, también existía algún riesgo institucional de que el proceso de privatizaciones se trabara por alguna cuestión política o relacionada a intereses sectoriales. Para quienes corrieron con ese riesgo, (los que invirtieron en las primeras privatizaciones) el proceso ha ido evolucionando favorablemente. Para quienes diseñaron el proceso y para la sociedad en su conjunto, esto constituye una primera señal de que los capitales que invirtieron en el sector han comenzado a actuar de la manera que se espera de un actor privado, es decir, tomando decisiones de riesgo.

En los comienzos del período de transición la regulación fue ejercida por la misma SE, ya que hubo algunas demoras en la constitución del organismo destinado a ejercer estas funciones, el Ente Nacional Regulador de la Energía Eléctrica, según se establece en la ley 24.065. Pese a esta demora, la percepción de los operadores privados que invirtieron en el sector acerca de la gestión de la SE en este rol fue positiva, ya que se aseguró una transición ordenada con logros satisfactorios en cuanto al funcionamiento del nuevo sistema y sin conflictos de magnitud entre partes.

²⁰² Por ejemplo, cabe preguntarse si los paquetes de software utilizados por el OED (léase MARGO, OSCAR, JUANAC) eran conocidos y confiables para los potenciales inversores. ¿Cómo afectaba esta característica del software a lo que los inversores estarían dispuestos a pagar por las empresas a privatizar?

2. Los protagonistas de la regulación

a. El Ente regulador: objetivos

El organismo que deberá llevar a cabo las medidas necesarias tendientes a efectivizar el cumplimiento de normas referidas al correcto desenvolvimiento del mercado eléctrico es el ENRE²⁰³.

Los objetivos del ENRE son:

- a. Proteger adecuadamente los derechos de los usuarios.
- b. Promover la competitividad de los mercados de producción y demanda de electricidad y alentar inversiones para asegurar el suministro a largo plazo.
- c. Promover la operación, confiabilidad, igualdad, libre acceso, no discriminación y uso generalizado de los servicios e instalaciones de transporte y distribución de la electricidad.
- d. Regular las actividades del transporte y la distribución de electricidad, asegurando que las tarifas que se apliquen a los servicios sean razonables.
- e. Incentivar el abastecimiento, transporte, distribución y uso eficiente de la electricidad fijando metodologías tarifarias apropiadas.
- f. Alentar la realización de inversiones privadas en producción, transporte y distribución, asegurando la competitividad de los mercados donde sea posible.

El ENRE gozará de autarquía y tendrá plena capacidad jurídica para actuar en los ámbitos del derecho público y privado, y su patrimonio estará constituido por los bienes que se le transfieran y por los que adquiera en el futuro por cualquier título.

La evolución de la industria eléctrica en casi todo el mundo ha requerido rediseñar los roles de las autoridades regulatorias, incluso en aquellos países que ya tenían tradición en regulación de empresas privadas prestatarias del servicio eléctrico. Es interesante conocer, a los efectos comparativos, la visión sobre cuáles deberían ser los objetivos de un ente regulador frente a este nuevo contexto de cambios surgidos a partir de la introducción de elementos competitivos en la industria. Al respecto Hesse (1991), -usan-

²⁰³ Creado por el art. 54 de la ley 24.065.

do un criterio basado en el contexto americano-, señala cuáles deberían ser los objetivos más relevantes de la autoridad regulatoria:

1. Proporcionar a los consumidores un suministro confiable al costo más bajo posible.
2. Garantizar niveles correctos de suministro y confiabilidad.
3. Asignar el riesgo a aquellos que pueden soportarlo más eficientemente. Hay que dejar que las empresas que tomaron riesgo puedan obtener los beneficios de su comportamiento a través de mayores ganancias, cuando la actuación es correcta.
4. Destinar la oferta eléctrica a sus usos más valiosos, cuando la cantidad demandada excede la oferta disponible.

En el contexto argentino, es claro que se comparten los criterios 1 a 3 expuestos por Hesse, mientras que quizás el último punto no ha sido tratado como un tema prioritario por el momento. No obstante, las funciones del ENRE están bien detalladas, aunque existen aún algunos aspectos que merecen mayor definición en cuanto al ámbito de competencia en su relación con Cammesa y la SE. Las interrelaciones del ENRE con estos dos últimos organismos y con el CFEE requieren particular cuidado y atención para evitar conflictos de jurisdicción y para poder incrementar las posibilidades de ejercer una efectiva y eficiente acción regulatoria.

Al hablar sobre los objetivos que debe perseguir la regulación, Stalon (1993) examina algunos dilemas principales que tienen los reguladores. El más importante se refiere a la eliminación o el uso de las rentas monopólicas de la firma. La eliminación de estas rentas es un objetivo de bienestar y de defensa al consumidor en la medida que esto permita disfrutar de mayor cantidad y calidad del servicio a precios más bajos de lo que cobraría un monopolista. Pero, alternativamente, la regulación podría exigirle a la empresa que gaste estas rentas en objetivos de tipo social previamente definidos por el mismo regulador. Otra de las variantes dentro de esta segunda opción es que el Estado capture rentas a través de impuestos y decida por sí mismo cómo asignar estos excedentes del monopolio. En el sector eléctrico argentino, este primer dilema planteado por Stalon se ha definido por la eliminación mediante la cual se dan los incentivos para que las empresas fijen precios y brinden calidad de servicio como si estuvieran en un entorno

competitivo. La regulación no ha solicitado la satisfacción explícita de objetivos sociales, ni se han introducido nuevos impuestos tendientes a extraer las utilidades de las firmas.

En las páginas siguientes se presentan las funciones asignadas al ENRE por la legislación vigente. Se complementa esto con la mención de los roles que le son reservados a la SE. Luego se identifican las interrelaciones encontradas entre estos dos organismos, y de éstos con Cammesa, también se comentan aquellas funciones que son más sensibles.

b. Las funciones del ENRE

Las funciones más importantes del ENRE han sido clasificadas en cuatro categorías: vigilancia y fomento de prácticas competitivas, control de calidad y poder de policía, entradas y salidas de la industria, y cuestiones tarifarias.

i. Vigilancia y fomento de prácticas competitivas

- ✓ Velar por el cumplimiento de la ley *antitrust* (22262).
- ✓ Observar el régimen de contralor público.
- ✓ Autorizar fusiones verticales u horizontales.
- ✓ Caracterizar situaciones de competencia desleal o posición dominante en el mercado.
- ✓ Aprobar las normas que han de regir la operación de las redes de distribución en todos aquellos temas que se relacionan a vinculaciones eléctricas que se implementen con otros generadores, transportistas y grandes usuarios.
- ✓ Resolver eventuales irregularidades o actividades de tipo discriminatorias.
- ✓ Precisar criterios para el ejercicio del derecho del libre acceso al transporte de los sistemas del transportista y/o distribuidor.

ii. Control de calidad y poder de policía

- ✓ Controlar las normas de ecología y uso de cuenca hídrica.

✓ Aplicar las normas específicas que se refieren a la protección de la propiedad, el medio ambiente y la seguridad pública en la construcción y operación de los sistemas de generación, transporte y distribución de electricidad.

✓ Inspección de requerimientos de seguridad.

✓ Fijar normas técnicas sobre especificaciones mínimas de calidad de la electricidad que se coloca en el sistema de transporte y distribución.

✓ Dictar el Reglamento de Suministro en la distribución.

✓ Elaborar conjuntamente con la distribuidora, la metodología de control y medición de los indicadores de calidad que regirán el control en los siguientes 24 meses de su aplicación.

✓ Controlar el Nivel de Referencia (nivel de perturbación en el producto técnico).

✓ Aplicar sanciones a las distribuidoras, intentando orientar la inversiones de las mismas hacia el beneficio de los usuarios.

✓ Efectuar el relevamiento de curvas de carga y tensión.

✓ Supervisar la medición y facturación de consumos.

✓ Determinar la mecánica de representación orgánica de los usuarios para las Audiencias Públicas.

✓ Aprobar niveles de tensión diferentes a los propuestos a pedido de la distribuidora, si así le conviniera a los usuarios.

✓ Determinar el nivel de ingresos de los usuarios del sector pasivo que puedan estar habilitados a recibir un subsidio tarifario.

iii. Entradas y salidas de la industria

✓ Autorizar construcciones de nuevas instalaciones de transporte de acuerdo a la conveniencia pública.

✓ Autorizar el abandono en el uso de redes.

✓ Imponer infracciones a obras comenzadas sin la debida autorización.

✓ Determinar bases y condiciones de selección. Otorgar prórrogas de concesión en el transporte, distribución y generación hidráulica.

✓ Reglar los procedimientos de autorización para entradas y salidas a la industria.

✓ Proceder a la terminación de contratos de concesión cuando el valor acumulado de las multas supera los porcentajes de la facturación anual establecidos como límites respectivos.

✓ Aprobar modificaciones a los derechos y obligaciones establecidas en los contratos de concesión.

iv. Cuestiones tarifarias

✓ Determinar los precios máximos de los cuadros tarifarios quinquenales. Aprobar modificaciones. Tomar contacto con las provincias que decidan adherirse a los principios tarifarios surgidos de la ley 24.065.

✓ Autorizar discriminaciones de precios justificadas.

✓ Definir las bases para el cálculo de las tarifas de distribución con anterioridad suficiente al vencimiento del cuarto año de cada período de vigencia del cuadro tarifario del distribuidor.

✓ Autorizar eventuales propuestas de modificación en los períodos de facturación, si la distribuidora lo considera conveniente (ya que se permite la libre negociación del mencionado período entre el usuario y la distribuidora)

✓ Determinar la tasa de actualización que será considerada como tasa de rentabilidad para el cálculo de los costos propios de distribución.

✓ Receptar quejas por tarifas injustas.

c. ¿Quiénes conforman el ENRE y cómo funciona?

i. El nombramiento de los directores

Mucho se habla en la teoría sobre la necesidad de que los entes reguladores posean autonomía política y administrativa. Brown (1993) se pregunta cómo puede una agencia que está presidida por un directorio nombrado por el poder político (quienes pueden ser o no calificados profesionalmente) ser visto como organismo con independencia administrativa y política. En realidad, en la inmensa mayoría de los casos a nivel internacional los entes no están separados de la autoridad política. Curiosamente, Brown señala un aspecto interesante de esta realidad cuando plantea que muchos políticos (hablan-

do para el caso de Estados Unidos) encuentran conveniente decir que el ente regulador es un organismo independiente y que por ende ellos no tienen control sobre el mismo o no pueden ser responsables por sus acciones. De esta manera, el político tiene las manos libres para acusar o elogiar la labor del ENRE, dependiendo de cuáles sean sus necesidades.

A los efectos de la designación de los integrantes del directorio del ENRE, la SE debió definir el perfil de cada integrante del directorio, conducir un proceso de selección y determinar, en cada oportunidad, cuáles de los cargos a cubrir corresponde que sean propuestos por el CFEE. El proceso de selección se realizó mediante la contratación de consultores externos quienes fueron los que condujeron las entrevistas y exámenes de calificación necesarios para presentar una terna de candidatos calificados como aptos y elegibles para los puestos de dirección. En un llamado a concurso público nacional se presentaron más de 180 candidatos de los cuales sólo seis calificaron de acuerdo a los criterios de selección de la consultora contratada. Los candidatos seleccionados por la consultora debían ser luego sometidos a entrevistas de una comisión *ad-honorem* integrada por el Secretario de Energía y por personas de notoriedad pública (en su mayoría intelectuales), entre las que figuraban individuos de afiliaciones políticas diversas. Esta comisión proponía al PEN la nómina de los cinco candidatos a directores para que éste los nombrara y enviara la lista propuesta al Congreso de la Nación. La decisión del Congreso²⁰⁴, por su parte, si bien no revestía un carácter vinculante, era necesaria desde un punto de vista del consenso político para la designación de las máximas autoridades del ENRE. Finalmente, luego del examen de la comisión parlamentaria, el PEN es el encargado de la decisión final de designar y poner en funciones a los directores.

Existió un desacuerdo por parte del CFEE en el mecanismo de la selección de los dos directores que le correspondía proponer a este organismo. Mientras la SE entendía que éstos debían surgir del mismo proceso de selección que los restantes directores (concurso público y elección calificada de aspirantes), la CFEE interpretaba que la ley 24.065 lo facultaba para realizar las propuestas en forma directa. Esto provocó que la designación inicial del PEN sólo incluyera la nómina de tres personas, con lo cual el ENRE podría comenzar a funcionar, ya que es número suficiente para establecer *quorum* operativo.

La designación del presidente del ENRE, no obstante, estuvo sujeta a algunas connotaciones especiales. El PEN había propuesto en principio a alguien que no había participado del proceso de selección formal realizado por la consultora en una apretada votación. La comisión parlamentaria dio su consenso para esta designación, pese a la resistencia del principal partido opositor. En un giro de último momento, y después del pronunciamiento parlamentario, el PEN finalmente designó como presidente a quien participara del concurso y fuera seleccionado por la comisión de notables como el primer candidato para presidente del ENRE, el ingeniero Carlos Mattausch. Esto ocurrió en abril de 1993.²⁰⁵

En el futuro, los directores del ENRE también serán nombrados por el PEN, previo proceso de calificación similar al encarado para esta primera terna de directores. Los directores duran cinco años en sus funciones, cesando en forma escalonada cada año. El mandato, no obstante, puede ser renovado indefinidamente por el PEN, quien es el encargado final de los nombramientos.²⁰⁶

ii. Transición y funcionamiento

Una situación peculiar se vivió en la etapa de transición, durante el segundo semestre de 1992. Los mismos individuos que participaron en el diseño de la privatización y que formaban parte del equipo de la SE, tenían, en esta etapa, que ejercer el rol de reguladores hasta tanto el ENRE se constituyera. Esto no es tan sorprendente, pero cuando se le agrega el hecho de que estas mismas personas fueron temporariamente designadas como representantes de las acciones remanentes del Estado en los directorios de las empresas privatizadas, resulta sin duda muy peculiar. Ello sucedió debido a que la privatización se realizó en etapas, y el Estado aún era propietario de parte de las acciones de las empresas transferidas al sector privado. Esta situación fue sólo temporaria ya que luego la misma SE solicitó que representantes de la Subsecretaría de Privatizaciones o de SINGEN se hicieran cargo de ocupar los puestos que correspondían al Estado en los directorios de las empresas privatizadas del área eléctrica.

²⁰⁵ Decreto 537/93. Los otros miembros designados son Alberto Devoto, como vicepresidente, y Marcos Rebas como vocal primero.

²⁰⁶ Artículos 57 a 61, ley 24.065.

²⁰⁴ A través de una comisión creada a tal efecto.

No obstante, se produjeron sin duda hechos que implicaban conflictos de intereses por parte de quienes fueron asignados a estos roles de carácter "multi-propósito". ¡Quizás varios de estos acontecimientos no pasaron de la simple connotación humorística, aunque los accionistas privados no deben haberse sentido cómodos al tener a los reguladores sentados en sus reuniones de directorio!

La SE tomó su rol temporario de regulador con prudencia. Un ejemplo de esto lo constituye el caso en donde una de las distribuidoras del Gran Buenos Aires solicitó ejercer una cláusula de excepción por la cual se permite cobrar al usuario los gastos de expansión de la red. La SE usó el criterio de no innovar y de atenerse a las formas regulares que implicaban el no cobro de cargos por conexión para no sentar precedentes que pudieran ser conflictivos con los criterios a usar en el futuro por el ENRE.

En el inicio de sus funciones, el ENRE necesita contar con elementos operativos para realizar su gestión. Para facilitar las tareas de investigación y control algunos entes en los Estados Unidos han sido provistos de poderes especiales para recabar la información que necesitan para realizar sus funciones. Adicionalmente, poseen lo que se denomina *subpoena powers*, que es la facultad de solicitar a cualquier persona que se presente ante los reguladores y preste información que le sea requerida, siempre que ésta sea concerniente a la actividad regulatoria. En Argentina, está previsto el mecanismo de audiencias públicas para resolver las situaciones de conflicto entre partes.²⁰⁷ La implementación de estos procedimientos quedará a cargo de lo que defina el ENRE. A su vez, las resoluciones del ENRE pueden ser interpuestas mediante recursos de alzada, situaciones que serán resueltas por la SE, quedando allí agotada la vía administrativa.

Remarca Brown (1993) que a su juicio lo más importante para el éxito de la gestión de la autoridad regulatoria es la transparencia en los procesos por los cuales el ENRE toma decisiones. En su rol de dirimir conflictos, seguramente alguna (o a veces todas) las partes interesadas no van a estar de acuerdo con las decisiones tomadas por el ENRE. Pero cuando el proceso por el cual se toman estas decisiones es transparente, permite que las partes, la opinión pública en general y los políticos entiendan y acepten la

²⁰⁷ El ENRE deberá elevar a la SE un proyecto de reglamento que establezca el procedimiento que aplicará para intervenir y resolver mediante este régimen de audiencias públicas.

legitimidad del ente regulador y sus decisiones.²⁰⁸ En algunas comisiones reguladoras de electricidad de los Estados Unidos, las reuniones de los directores son públicas, con acceso libre para particulares, prensa, etc., para favorecer esta transparencia en los procedimientos.²⁰⁹

La transparencia en los procedimientos puede ser ayudada también a través de una adecuada designación de los miembros del directorio. El grado de autonomía administrativa y política se puede aumentar con medidas concretas. En Estados Unidos, por ejemplo, es común observar en varios directorios de entes formados por cinco personas, el requerimiento de que no más de tres sean del mismo partido político. Llevado al plano argentino, en términos de afiliación partidaria semejante restricción puede aparecer como que no se estaría logrando efecto equilibrador alguno, debido a que la afiliación a partidos políticos no es una práctica muy generalizada.

Otro de los elementos que hacen a un buen funcionamiento de la autoridad regulatoria es la disponibilidad de recursos monetarios. Según la ley 24.065, las fuentes de financiamiento del ENRE incluyen la tasa de control e inspección creada por el artículo 67 de esa misma ley, por los subsidios, herencias, legados, donaciones o transferencias que reciba, por los fondos, bienes o recursos que puedan serle asignados en virtud de leyes y reglamentos aplicables, por el producido de multas y decomisos, y por los intereses y beneficios resultantes de la gestión de sus propios fondos. Para evitar un potencial uso discrecional del poder de imponer multas en beneficio propio, se reglamentó que el producido de multas y decomisos se repartirá entre los consumidores finales.

La mayor parte de los ingresos del ENRE provienen de la tasa de inspección y control, que será aportada en forma proporcional a los ingresos de los participantes del MEM. Esta tasa será fijada en forma singular para cada productor, transportista o distribuidor, y será igual a una fracción en la cual el numerador serán los ingresos brutos por

²⁰⁸ En las primitivas concesiones de servicio eléctrico en la ciudad de Buenos Aires las divergencias que podían suscitarse entre los concesionarios y las autoridades municipales en cuanto a la interpretación, aplicación o ejecución de la ordenanza de concesión debían ser resueltas por árbitros que designaba cada una de las partes, actuando como tercero el Presidente de la Corte Suprema de Justicia de la Nación, o una persona que éste designare.

²⁰⁹ Esto es lo que se conoce en Estados Unidos como "Sunshine Acts", lo cual tiene la desventaja de interferir con el tipo de diálogo privado entre colegas, que ayudan a tomar buenas decisiones. Para una crítica al respecto ver Stalon (1993).

la operación de cada agente correspondiente al año calendario anterior, y el denominador, el total de los ingresos brutos por operación de la totalidad de la producción, transporte y distribución del país durante igual período. Esta asignación entre quienes pagan la tasa puede llegar a ser injusta si en la práctica la demanda de servicios de regulación no se corresponde con la distribución proporcional de los ingresos de los agentes del sistema.²¹⁰ La determinación de la magnitud y la distribución de las tareas desregulación entre los distintos agentes, no obstante, son de muy difícil apreciación, en especial si se las trata de definir ex-ante. El criterio establecido actualmente es, sin lugar a dudas, mucho más práctico.

En su primer mes de funcionamiento, el ENRE debió atacar las cuestiones prioritarias. La determinación de precios estacionales para el período tarifario Mayo-Octubre fue una de las prioridades. La tarea de la implementación de mecanismos de controles de calidad en la distribución es otra de las preocupaciones centrales del ENRE, dado que a partir de septiembre de 1993 comienzan a regir las penalidades por infracciones a las metas fijadas en los contratos de concesión. Cómo lograr una adecuada conexión entre consumidores finales y el ENRE está también en la agenda principal.

Siendo el ENRE una entidad que piensa organizarse en torno a un *staff* reducido de personas (alrededor de setenta miembros permanentes) muchas de las actividades que le competen serán derivadas a través de consultores externos. Para asistir en la organización interna del ENRE se ha llamado a concurso para que una consultora internacional trabaje en forma interactiva con el *staff* del ENRE. Adicionalmente, ya se han contratado consultores para la organización del régimen de audiencias públicas y para el seguimiento de las normas *antitrust*, y así poder controlar el *status* accionario de las distintas sociedades integrantes del sector.

En su perfil de organización interna, el ENRE ha definido tres actividades básicas. Aquellas tareas de carácter repetitivo (armado de bases de datos, relaciones con Cammesa, control de sociedades, cumplimiento de normas en la distribución y en la ge-

²¹⁰ Por ejemplo, podría hipotéticamente pensarse que el grueso de las actividades del ENRE están orientadas hacia la atención de los problemas de regulación suscitados en la distribución. De ser así, en el actual esquema todos los otros agentes (transportistas, grandes usuarios y generadores) estarían subsidiando la actividad de regulación en favor de las distribuidoras. Esto a su vez coincidiría con una marcada diferenciación geográfica entre los agentes demandantes de la regulación.

neración hidroeléctrica, etc.) son englobadas en una división encargada de estas actividades permanentes del ENRE. Luego se identifican tareas que surgen solamente en forma esporádica o ante la ocurrencia de conflictos entre partes. Esta segunda división o departamento se encarga entonces de estas actividades no previsibles y no repetitivas. Finalmente, están las actividades de investigación, que tienden a asegurar que la regulación sea consistente y efectiva a través del tiempo, dado el carácter dinámico de la misma.

d. Las funciones de la SE

Las funciones de la SE se desagregaron de acuerdo a las actividades de generación, transporte, distribución, grandes usuarios, despacho y de aplicación general.

i. Generación

- ✓ Resolver, en el plazo de 30 días hábiles, propuestas de prórroga o renegociación de nuevas concesiones propuestas por el ENRE.
- ✓ Elevar las propuestas de nuevas concesiones o extensiones consideradas favorables al PEN para su aprobación definitiva.
- ✓ Establecer las pautas y procedimientos a seguir por el ENRE en el curso de un nuevo proceso de selección de un nuevo concesionario.
- ✓ Autorizar accesos al MEM.
- ✓ Definir los nodos de generación fuera del ámbito de la red de transporte que constituyen puntos de entrada/salida del MEM.
- ✓ Aprobar la información de costos operativos y de mantenimiento totales por unidad de producción por parte de empresas de generación de propiedad estatal -total o mayoritaria-.
- ✓ Definir las características mínimas a reunir por parte de los generadores habilitados para regulación primaria y secundaria de frecuencia.

ii. Transporte

- ✓ Implementar junto al ENRE los mecanismos necesarios que aseguren a las actividades de transporte como propias del sector privado.
- ✓ Autorizar la construcción de líneas de transporte de uso particular a exclusivo costo de quien lo solicite.

✓ Resolver propuestas de prórroga o renegociación de nuevas concesiones propuestas por el ENRE.

✓ Elevar las propuestas de nuevas concesiones o extensiones consideradas favorables al PEN para su aprobación definitiva.

✓ Establecer las pautas y procedimientos a seguir por el ENRE en el curso de un nuevo proceso de selección de un nuevo concesionario.

✓ Aprobar la información de costos operativos y de mantenimiento totales por unidad de producción por parte de empresas de transporte de propiedad estatal -total o mayoritaria-.

✓ Establecer el cargo fijo por horas de capacidad de transporte puesta a disposición y por tipo de equipamiento.

iii. Distribución

✓ Resolver toda divergencia que se suscite entre la municipalidad/provincia y la distribuidora, previo abandono del derecho de someter el acto a decisión judicial.

✓ Implementar junto al ENRE los mecanismos necesarios que aseguren a las actividades de distribución como propias del sector privado.

✓ Resolver propuestas de prórroga o renegociación de nuevas concesiones propuestas por el ENRE.

✓ Elevar las propuestas de nuevas concesiones o extensiones consideradas favorables al PEN para su aprobación definitiva.

✓ Establecer las pautas y procedimientos a seguir por el ENRE en el curso de un nuevo proceso de selección de un nuevo concesionario.

✓ Autorizar los accesos al MEM.

✓ Definir los nodos de distribución fuera del ámbito de la red de transporte que constituyen puntos de entrada/salida del MEM.

✓ Determinación de la tarifa percibida por los distribuidores.

✓ Modificar mediante resolución los precios a distribuidores.

iv. Grandes usuarios

✓ Determinar los parámetros técnicos que permitan ubicar y clasificar a los grandes usuarios.

✓ Autorizar accesos al MEM por parte de los grandes usuarios.

v. Despacho

✓ Determinar la programación de la operación, el despacho de cargas y el cálculo de precios, a los efectos de regular las transacciones en el MEM.

✓ Dictar las normas a las que se ajustará el despacho.

✓ Participar en el paquete accionario de Cammesa.

✓ Dictar las normas de despacho económico para las transacciones de energía y potencia.

✓ Definir la metodología que Cammesa utilizará para el cálculo y actualización de los precios de referencia de los combustibles.

✓ Sancionar las demoras en el despacho.

vi. Aplicación general

✓ Determinar las normas sobre ecología y uso de cuenca hídrica.

✓ Controlar el mantenimiento de la libre competencia en el MEM.

✓ Proponer junto al CFEE y al PEN, la nómina de integrantes del directorio del ENRE.

✓ Determinar el costo de la energía no suministrada.

✓ Dictaminar impuestos a incorporarse en la facturación.

✓ Proponer criterios para la evaluación del accionar del ENRE.

✓ Conducir evaluaciones de gestión ambiental y de fuentes de energía naturales disponibles para la producción eléctrica.

✓ Operar como tenedora de las acciones de propiedad del Estado, ejerciendo los derechos societarios correspondientes.

✓ Disponer créditos mediante recursos del Fondo Unificado.

✓ Administrar el Banco de Datos Sectorial.

✓ Promover el uso racional de la energía.

✓ Aprobar modificaciones a derechos y obligaciones establecidas en los contratos de concesión.

e. Interrelación de funciones entre el ENRE, la SE y Cammesa

Existen algunas funciones que requieren complementación y coordinación entre el ENRE, la SE y Cammesa y otras que no quedaron bien delimitadas y que podrían derivar en problemas potenciales cuya índole pueden variar desde una simple cuestión de ámbito de implementación hasta conflictos de poder jurisdiccional.

Entre las primeras (actividades de complementación y coordinación) se destacan las siguientes:

a. La SE y el ENRE deberán implementar los mecanismos que fuera menester, a los efectos de asegurar que las actividades de transporte y distribución permanezcan a cargo del sector privado.

b. El ENRE deberá someter al PEN, por intermedio de la SE, su propuesta de prórroga o renegociación de una nueva concesión. El ENRE deberá someter a la SE, cada vez que emita una denegatoria de prórroga o un otorgamiento de una nueva concesión. Cuando el ENRE decida presentar nuevas propuestas de adjudicación resultante de un nuevo proceso de selección, éstas deberán ser sometidas a la SE.

c. En el campo legal de solución de conflictos, los recursos de alzada que se interpongan contra las resoluciones del ENRE serán resueltos por la SE, quedando agotada con su pronunciamiento la vía administrativa. También el ENRE deberá elevar a la SE, un proyecto de reglamento que establezca el procedimiento que aplicará para intervenir y resolver mediante el Régimen de Audiencias Públicas.

d. La SE deberá controlar que la asignación del Fondo Subsidiario para Compensaciones Regionales de Tarifas a Usuarios Finales²¹¹, se distribuya entre las provincias que hayan adherido a los principios tarifarios contenidos en la citada norma. También deberá verificar que las provincias que hayan adherido a tales principios, los apliquen efectivamente al determinar las tarifas a usuarios finales dentro de su jurisdicción. El Fondo Nacional de la Energía Eléctrica, no obstante, será administrado por el CFEE y se destinará:

60% a crear el Fondo Subsidiario para Compensaciones Regionales de Tarifas a Usuarios Finales, que asignará y distribuirá el CFEE.

²¹¹ Creado por el art 70, Inc b de la Ley 24.065.

40% para alimentar el Fondo para el Desarrollo Eléctrico del Interior. El CFEE distribuirá los fondos en función a los índices repartidores vigentes o los que dicho Consejo determine en el futuro.

Por su parte, el CFEE será reglamentado sobre la base de reconocer y atribuir a los comités zonales una intervención informativa en todo problema de la competencia del CFEE que se refiera a la zona respectiva, la aplicación del Fondo Especial de Desarrollo Eléctrico del Interior y las soluciones energéticas que juzguen de interés para área de cada comité.

En cuanto a Cammesa, ésta surge de la necesidad de establecer un organismo regulador en el despacho físico, ya que en el SIN se comparte un sistema de transmisión, por ende también las reservas de los generadores, y más importante aún, se busca la eficiencia económica mediante el uso de las instalaciones que mayores economías efectúan en el consumo del combustible. En Cammesa la regulación nace (y se pretende así su efectividad) de la contraposición de intereses legítimos, ya que en ella están representados todos los agentes vitales del MEM: distribuidores, transportistas, generadores, grandes usuarios y el Estado. Al realizarse la participación estatal en Cammesa a través de la SE, se plantea el tema de la potencial vulnerabilidad de las decisiones de esta organización a los cambios en el poder político de turno. Basta recordar que el gobierno nombra al presidente y vice de Cammesa y a su vez se reserva el derecho a veto en algunas decisiones. En la medida que los integrantes no estatales de Cammesa sientan que la injerencia estatal perjudique a lo que se concibió como un organismo de autorregulación por contraposición natural de intereses esto puede ser contraproducente para todo el sistema de regulación propiciado por el gobierno y del funcionamiento del sistema como un todo.²¹² Este problema potencial se presenta como signo de advertencia a una futura concepción errónea del rol regulador del Estado y no como para desmerecer las cualidades del Estado argentino en esta función. De hecho, hay que pensar que el gestor de toda esta transformación y del nuevo esquema regulatorio es el Estado mismo, en especial en el establecimiento de las reglas de juego iniciales y de los incentivos económicos para la armonización del sistema. La creación de Cammesa, por ejemplo, surge obviamente de una idea del Estado en su ambición de facilitar el funcionamiento de un esquema donde conviven la regulación y

²¹² Idea transmitida en conversaciones con Luis M. Caruso.

las fuerzas competitivas del mercado. Es casi impensable inferir que Cammesa hubiese surgido como resultado una confluencia natural de los grupos que hoy están representados en esta empresa.

Entre las actividades que no están bien delimitadas se pueden mencionar:

a. Si bien el ENRE es el encargado natural de la solución de conflictos entre partes, la SE se ha reservado el derecho de resolver toda divergencia que se suscite entre la municipalidad o la provincia, y las distribuidoras, previo abandono del derecho de someter el acto a decisión judicial. El art. 72 de la ley 24.065 parece conferirle al ENRE jurisdicción en este aspecto.

b. El ENRE tiene la facultad de otorgar concesiones de acuerdo a procedimientos de selección establecidos por la SE. Sin embargo, en la ley 24.065²¹³, se establece dentro de las funciones del ENRE, la de determinar las bases y condiciones de selección para el otorgamiento de concesiones de transporte y distribución de electricidad mediante procedimientos públicos o privados cuando razones especiales debidamente acreditadas así lo justifiquen. No están aclaradas cuáles son estas razones, lo que podría dar origen a conflictos de poder entre ENRE y SE.

²¹³ Art 56, Inc. f.

B. Performance del sector en la transición

1. Unidades de generación

En la actividad de la generación se ha demostrado hasta el momento cuán rápidamente se han manifestado los beneficios de la transformación. No fue casual la estrategia oficial de comenzar las privatizaciones con las unidades de generación de SEGBA. Es allí donde se materializaron los resultados más visibles.

Si bien es una central cuya potencia instalada es relativamente baja, en Dock Sud se obtuvieron incrementos de eficiencia interna con el cambio del *management* empresarial. Señalan los nuevos operadores que antes de la privatización existían decisiones de operación que eran totalmente irracionales. Por ejemplo, durante 1988/89 se instalaron dos equipos de generación a turbo gas a un costo de aproximadamente U\$S 30 millones. Estas turbinas se compraron sin repuestos y sin garantías de funcionamiento y se conectaron con gasoil, en lugar de realizar una modesta inversión de U\$S 150,000 (sólo el 0.5% de la inversión en las máquinas) que hubiese permitido conectar las máquinas para su funcionamiento con suministro de gas natural y ahorrar así significativamente en los costos de generación por uso de combustible más barato. Por otra parte, se reparó una máquina que en la ex-SEGBA estuvo fuera de funcionamiento por un problema en un cojinete. Lo mismo sucedió con otra unidad que requería un cambio de rotor.

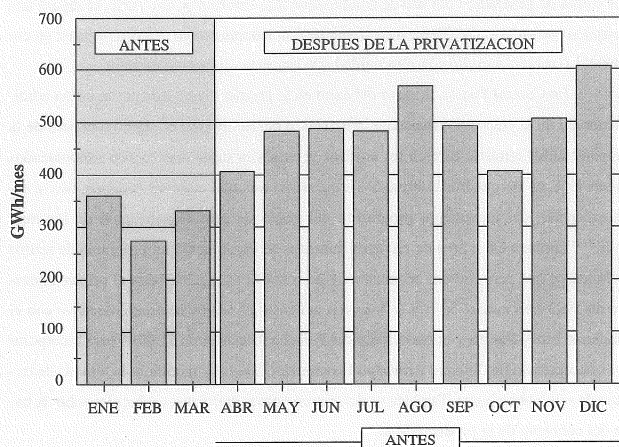
En Central Puerto, la clave del éxito en la gestión viene dada por la buena administración de la empresa, asociada a la inversión necesaria para el rápido recupero de la disponibilidad térmica. Si bien los cuadros gerenciales superiores fueron reemplazados en un 99%, en los cuadros intermedios e inferiores no hubo mayores cambios, con la sola excepción del incremento progresivo del grado de profesionalización de los mismos.²¹⁴ También en el área de recursos humanos se implementó un programa de retiros voluntarios que permitió una reducción de personal de un 31.3% hacia el primer bimestre de 1993 (ver cuadro V-2) y se lograron acuerdos en negociaciones colectivas con el sindicato Luz y Fuerza y la Asociación del Personal Superior de SEGBA para incorporar los conceptos de flexibilidad y multiprofesionalidad laboral y modificar la jornada de trabajo de seis a ocho horas. También se definieron nuevas estructuras salariales sobre la base del concepto de la productividad.

²¹⁴ Al momento de la transferencia al sector privado, sólo el 4% de los empleados de este segmento eran profesionales. La meta de la empresa es elevar esa cifra al 20%.

El programa de mantenimiento y reparaciones operado en Central Puerto permitió que la empresa aumente el nivel de generación de electricidad en un 81% cuando se compara diciembre de 1992 (el mes de más alta disponibilidad del año: 80.6%) con marzo del mismo año (ver gráfico V-1). Esta gestión permitió que la empresa reporte ganancias por U\$S 14 millones en sus primeros nueve meses de vida.

En Central Costanera los beneficios de la privatización en generación se exteriorizaron en forma igualmente contundente. En los gráficos V-2 y V-3 se muestran los niveles alcanzados de generación contra los promedios de los tres últimos años de gestión de SEGBA, como así también la evolución del grado de disponibilidad desde febrero de 1992.

GRAFICO V-1
Generación antes y después de la privatización
Central Puerto



Fuente: Central Puerto S.A.

GRAFICO V-2
Generación antes y después de la privatización
Central Costanera

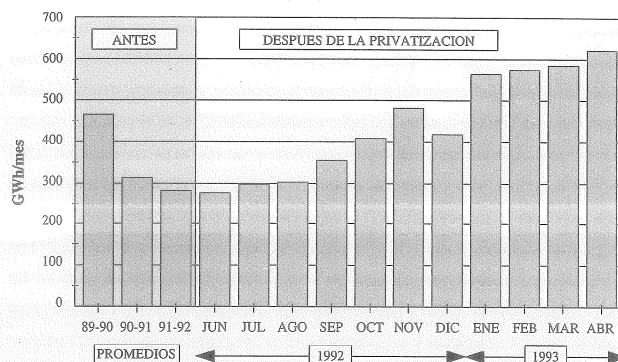
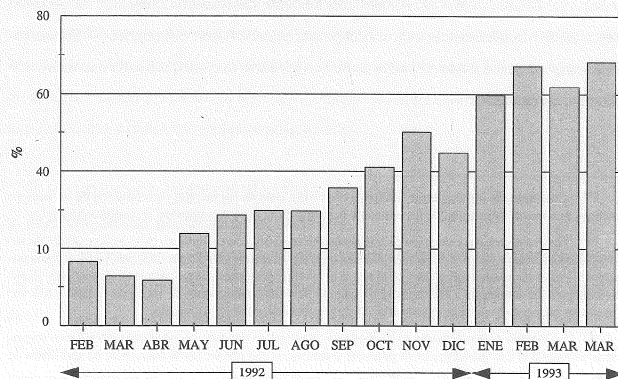


GRAFICO V-3
Disponibilidad parque térmico
Central Costanera



Fuente: Central Puerto S.A.

En abril de 1993, se logró el volumen de generación récord en la historia de la central. En cuanto a los niveles de disponibilidad, hay que pensar que para máquinas de este tipo una cifra de 85% puede ser considerada como óptima. Del gráfico V-3 se puede observar que aún hay algunos grados de libertad para incrementar la eficiencia en este aspecto, ya que los niveles actuales de disponibilidad orillan el 70%. Las inversiones requeridas para llegar al valor del 85%, son proporcionalmente mayores a las que fueron requeridas para la recuperación del parque térmico realizado desde la privatización. Esto es así pese a que en valores absolutos estas diferencias fueron de una magnitud superior.²¹⁵ Considérese, por ejemplo, que en abril de 1992 la disponibilidad era de apenas un 12%, mejorando en mayo (mes previo a la transferencia) a sólo un 24%. La recuperación del parque fue posible gracias a la combinación de mejor *management*, efectivización de inversiones, y el compromiso y disposición llevado a cabo por los recursos humanos. La clave del éxito en este último aspecto (compromiso de los trabajadores) se debe a la incorporación de un sistema de incentivos en donde los empleados reciben premios en función al nivel de generación y al de utilidades de la empresa.²¹⁶ También el nuevo *management* es muy sensible respecto a las condiciones de seguridad (el número de accidentes era considerado muy elevado) y a la capacitación necesaria para el personal técnico.²¹⁷ Los planes de retiro voluntario ayudaron a incrementar la productividad laboral de la empresa. El cuadro V-2 presentado más adelante muestra una reducción de personal mayor al 30% implementado a través del primer plan de retiros voluntarios.²¹⁸ En una segunda etapa se prevé llegar a la cifra de 600 empleados, lo que significaría una reducción adicional de alrededor del 13%.

²¹⁵ Cuestiones de obsolescencia y referidas a la naturaleza de los trabajos de reparación de los equipos justifican este mayor incremento de los costos en la última etapa de la recuperación de la disponibilidad.

²¹⁶ Nuevos convenios colectivos de trabajo fueron firmados con el sindicato de la Asociación de Personal Superior en febrero de 1993 y con Luz y Fuerza en abril del mismo año. El personal puede cobrar hasta dos sueldos y medio mensuales adicionales en el año si el nivel de generación llega a determinados valores objetivo (estos premios comienzan a efectivizarse a partir del 92% del cumplimiento de las metas fijadas) y una vez y medio su salario mensual si se excede el 6.1% de rentabilidad sobre el patrimonio.

²¹⁷ En materia de capacitación, se implementó un programa intensivo de educación laboral y en seguridad se promovió el uso generalizado de prácticas y elementos que minimizan la ocurrencia de accidentes de trabajo.

²¹⁸ Parte de estos retiros fueron financiados con un fondo de U\$S 6 millones puesto a disposición en el momento de la privatización.

En Central Costanera se prevén invertir 198,6 millones de dólares en el período 1992-1995. De esta cifra, 12,8 millones corresponden a 1992, y más de 100 millones se efectivizarán en 1993. La razón de la concentración de la inversión en 1993 está explicada por la transferencia de créditos externos provenientes de Italia para la provisión de nuevo equipamiento. Estos equipos deben instalarse en 1993. Un valor equivalente a U\$S 95 millones corresponden a turbinas nuevas compradas a una proveedora italiana. Los contratos transferidos por SEGBA también contemplaban la prestación de servicios de instalación de equipos por parte de contratistas locales. Estos contratos, de una magnitud original de U\$S 60 millones, fueron nuevamente evaluados por los nuevos dueños de Costanera, decidiéndose rescindirlos a un costo de U\$S 3,8 millones. El nuevo *management* rediseño parcialmente las condiciones del contrato original y llamó a concurso público para la prestación de los servicios previstos en los contratos rescindidos. De un total de 24 presentaciones, 12 empresas fueron calificadas, y Central Costanera podrá ahora instalar sus nuevas máquinas con un ahorro económico estimado en U\$S 20 millones. Estas mejoras en la eficiencia interna de la empresa redundaron en utilidades positivas de U\$S 7,6 millones al 31 de diciembre de 1992.

Central Costanera también es un ejemplo positivo acerca del funcionamiento de las señales económicas establecidas en el sistema de regulación operante en el SIN. Ante las eventualidades climáticas de abril de 1993 que interrumpieron parcialmente el transporte de energía eléctrica desde el Comahue, Costanera respondió efectivamente a la señal destinada a aumentar la oferta del sistema (remuneraciones adicionales por riesgo de falla y aumento del precio spot de la energía eléctrica) postergando tareas de mantenimiento que estaban previamente programadas.

2. Las nuevas empresas de distribución

a. Inercia de los problemas heredados

Las expectativas positivas de los empresarios al momento de la transferencia de los servicios de distribución de SEGBA no se materializaron de la misma manera que la de sus colegas en la parte de generación. En principio, desde una de las empresas locales integrantes de los grupos compradores se anticipaba que el usuario podía esperar mejoras inmediatas en el servicio en lo concerniente a la disminución de cortes, tiempos de reacción menores y mejor atención. También se preveía el corte drástico de los robos, que

se estimaban en un 14% de la energía eléctrica distribuida al momento de la privatización.²¹⁹

La inercia de los problemas que se arrastraban desde SEGBA probó ser demasiado fuerte y los resultados obtenidos durante el primer semestre de gestión privada no se condicen con las expectativas previas. La magnitud de los problemas era importante. En un trabajo de FIEL (1986), se señalaba que el ritmo de renovación en distribución estaba muy rezagado. En algunas partes de Buenos Aires, la antigüedad de la red supera los cincuenta años y la sobrecarga que toleran algunos cables supera dos y tres veces los límites técnicamente aceptables. Los indicadores de calidad de servicio tales como cortes de suministro y frecuencia de la tensión eran pobres. A esto hay que agregar la mala calidad del servicio comercial ante reclamos, facturación y cobranza que tenía SEGBA. La instalación del servicio a menudo requería mayor tiempo al prometido.

En el tema de conexiones clandestinas, fraude, y otras irregularidades en los medidores, el ex-interventor Mattausch había señalado que SEGBA no tenía posibilidades de saber a ciencia cierta la magnitud de las pérdidas económicas debido a este concepto. A los efectos de la privatización, sin embargo, los consultores técnicos ayudaron para poder estimar mejor esta cifra ya que era un dato requerido por los potenciales inversores.

El tema de la recuperación de pérdidas no técnicas fue objeto de observaciones y discusiones a nivel de ciertos sectores de la prensa nacional. Los contratos de concesión preveían distintas circunstancias para la recuperación de pérdidas. Existían casos de fraude (desnaturalización del funcionamiento del medidor), casos de conexiones directas hechas por SEGBA donde nunca se había instalado un medidor, y casos de medidores que funcionaban pero sus lecturas no fueron realizadas. Cuando las nuevas empresas privatizadas comenzaron a gestionar el cobro a clientes con deudas pasadas surgidas de irregularidades y fraudes, se intentó desprestigiar la privatización por el supuesto hecho de que estas deudas correspondían a SEGBA y no a los nuevos concesionarios. Fue necesario aclarar que estas acreencias habían sido transferidas en los respectivos contratos de concesión y por lo tanto estaban incluidas en el precio pagado en la licitación. Si bien estos créditos no tenían un valor establecido, los participantes de la licitación (al igual que el gobierno) habrían hecho cálculos probabilísticos acerca del mismo. Justamente, la

transferencia de la propiedad se ha buscado como un mecanismo para promover la eficiencia interna de la firma, y por ende la solución de este tipo de problemas figura entre las medidas tendientes a la mejora en eficiencia.

Las primeras medidas que las nuevas licenciatarias tomaron fueron orientadas hacia el intento de activar la cobranza de aquellos casos donde se habían detectado irregularidades. En Edesur, los operadores chilenos traían mucha experiencia en la materia debido a su actuación en el país vecino luego de las privatizaciones allí realizadas a comienzos de los ochenta. Un alto porcentaje de los fraudes provenían de consumidores comerciales o residenciales de alto poder adquisitivo. El robo de energía eléctrica en sectores marginales (villas de emergencia) alcanzaba sólo alrededor del 40%, según cifras dadas por Edenor a principios de 1993. Para enfrentar el tema del hurto en las villas de emergencia, las empresas de distribución decidieron inicialmente (aunque en forma temporaria) no cobrar pero sí limitar el consumo en común acuerdo con los representantes barriales. Luego se avanzó para cobrar a los representantes una cifra determinada, que en casi todos los casos era sustancialmente menor al consumo efectivo estimado.

El presidente de Edenor señalaba, con respecto a las pérdidas no técnicas, que se organizarían equipos especializados, se modificaría la legislación vigente, se esclarecería la opinión pública y se concientizaría al personal de la empresa para acabar con el hurto que representa costos económicos del orden de 125 millones de dólares anuales para su empresa. En la práctica, poco es lo que se ha avanzado, quizás como consecuencia del carácter no estrictamente empresarial del problema, tema que se trata en la sección siguiente como una de las cuestiones puntuales más importantes en la etapa de distribución.

b. Planes de inversión

El cuadro V-1 muestra los planes de inversión de Edenor para el período 1993-95. Las cifras guardan una relación proporcional casi constante para los tres años considerados, con un leve aumento del volumen total invertido en 1995.

²¹⁹ Ver revista Competencia (1992). Año XXVI, Nº 312.

CUADRO V-1
Programa de inversiones de EDENOR S.A.
(en millones de U\$S)

Tipo	1993	1994	1995
Calidad de Servicio	18.8	17.4	20.2
Ampliaciones	41.4	44.6	48.1
Gestión	18.8	17.9	23.2
TOTAL	79.0	79.9	91.5

Fuente: Jornadas de Política Energética. Fundación Sudamericana (1992)

En Edesur, se realizaron inversiones del orden de los U\$S 20 millones en los primeros siete meses de gestión, previéndose un total de U\$S 84 millones en 1993 y U\$S 500 millones en total para los primeros cinco años de operación. El destino principal de las inversiones planeadas para 1993 serán las redes de baja tensión, que se encuentran en muy mal estado, como así también la reposición de medidores, reparación de cableado, de centros de transformación y cajas de distribución.

c. Reestructuración de recursos humanos

A mayo de 1991, SEGBA tenía 22.400 empleados. Gracias a un programa de retiro voluntario financiado por la misma empresa, se llegó, un año más tarde, a la cifra de 17.037 agentes en los momentos de la transferencia al sector privado de las distintas unidades de negocio. El cuadro V-2 muestra la evolución de la cantidad de agentes, al cabo de unos pocos meses de transcurrida la privatización.

CUADRO V-2
Agentes del sector eléctrico por cada unidad de negocio de SEGBA

Unidad de negocio	Agentes al privatizarse	Agentes al 1-2-93
Central Puerto	1161	797
Central Costanera	1034	695
Edenor	6467	4591
Edesur	7441	5339
Dock Sud	75	60
Pedro de Mendoza	59	32
Edelap	741	542
Segba Residual	59	37
TOTAL	17037	12093

Fuente: El Economista (26-2-93)

A mediados de marzo de 1993, ocurrieron cortes de electricidad en sectores de la ciudad de Buenos Aires servidos por Edesur. La empresa responsabilizó del hecho a su propio personal, diciendo que respondió a una "acción humana intencional". El sindicato Luz y Fuerza entiende que esto se debe a un apresuramiento en el ritmo de los retiros voluntarios programados por la empresa. Esta última, por su parte, responde que no le es posible desacelerar este ritmo, debido a la necesidad de racionalizar su fuerza laboral. Se reconoce no obstante que quienes se acogieron a los beneficios de los retiros voluntarios han sido los cuadros técnicos con mayor experiencia en las áreas de mantenimiento y reparaciones. Actualmente, el presidente de Edesur estima que una cifra de 4500 empleados sería una cantidad más acorde con las posibilidades técnicas de prestación del servicio en forma adecuada, lo cual implica que el programa de retiros voluntarios continuaría en esta empresa.

3. La incorporación de las cuestiones ambientales

a. Cambios institucionales introducidos con la transformación

Si bien las reglamentaciones tendientes a establecer los procedimientos que debían observar las centrales de generación eléctrica en cuestiones ambientales comenzaron en 1987, éstas estaban limitadas al ámbito de las empresas estatales. El proceso de transformación y las privatizaciones dieron lugar a que las prácticas para evitar la contaminación ambiental derivada de la actividad eléctrica tengan un mayor grado de recepción. Anteriormente a la transformación existían manuales de control ambiental para la generación hidroeléctrica (1987) y para la generación térmica (1990) aplicados a las empresas estatales. En el caso específico de SEGBA, su aplicación se hacía dificultosa, por las mismas razones inherentes surgidas de la doble función del Estado como empresario y regulador.²²⁰ Las privatizaciones facilitaron la implementación de medidas de prevención y la obligatoriedad del uso de medidores de emisiones. La mayoría de los operadores que adquirieron centrales de generación térmica estaban acostumbrados a similares imposiciones en sus respectivos países, lo cual, contrariamente a algunas creencias en la dirección opuesta, resultó en una mejor disposición a acatar las normas que lo que se había observado en el pasado en las empresas estatales.

²²⁰ Los niveles de emisión permitidos por la SE (y también por algunas municipalidades) corresponden a los estándares europeos, los cuales para el caso argentino resultan en exigencias relativamente mayores debido a las diferencias en energía eléctrica producida por habitante, y también a la densidad en la generación eléctrica y las características del terreno y el clima.

Cuando por el decreto 634/91 del PEN se dispone la reconversión del sector eléctrico, se enfatizó en la necesidad de concentrar *"la responsabilidad del Estado en el diseño y aplicación de políticas superiores y en la regulación y control que sean necesarios (...) a fin de compatibilizar el desarrollo del sector con el uso de los recursos energéticos sustitutos y complementarios, y establecer normas para la protección ambiental y el uso racional de dichos recursos (...) dentro de las leyes y decretos vigentes, la normativa que resulte del Marco Regulatorio y las directivas impartidas por los órganos competentes del Gobierno Nacional"*.

La ley 24.065 amplía el ámbito de las regulaciones ambientales al hacerlas extensivas a todos los generadores, transportistas, distribuidores y usuarios de electricidad, quienes están obligados a operar y mantener sus instalaciones y equipos en forma tal que no constituyan peligro alguno para la seguridad pública, y a cumplir con los reglamentos y resoluciones que el ENRE emita a tal efecto. También la infraestructura física y la operación de los equipos asociados con la generación, transporte y la distribución deben adecuarse a las medidas destinadas a la protección de las cuencas hídricas y de los ecosistemas involucrados y responder a los estándares de emisión de contaminantes vigentes y los que se establezcan en el futuro en el orden nacional por la SE.²²¹

De observar las reglamentaciones surgidas de la ley 24.065, resoluciones complementarias de la SE y los contratos de concesión de las distribuidoras, queda claro que al ENRE se le asigna la tarea de controlar las normas sobre ecología y uso de cuenca hídrica previamente establecidas por la SE, actividad que abarca la generación, transporte y distribución de la energía eléctrica.²²² Hasta tanto el ENRE fue constituido, la SE cumplía con las funciones de contralor a través de una comisión de seguimiento.

b. Cómo respetar el ecosistema

Las cuestiones principales contenidas en el debate sobre el tema de la relación del sector con el medio ambiente están centradas en el uso de tecnologías que promueven el control de elementos contaminantes y en la introducción de factores ahorradores de energía. En Argentina, como se viera anteriormente, la situación ambiental no es tan

²²¹ Artículos 16 y 17 de la ley 24.065.

²²² Inciso K del artículo 56 de la ley 24.065.

acuciante como en otros países debido a la gradual sustitución de combustibles contaminantes por gas natural y por la creciente participación de las centrales hidroeléctricas.

i. Centrales de generación térmica

En las grandes instalaciones de combustión de carbón ya existentes se podrían reducir las emisiones mejorando la calidad del carbón utilizado. Si bien se argumenta que el carbón argentino se caracteriza por su bajo contenido de azufre, se recomienda la instalación de sistemas de desulfuración por lavado del carbón. Actualmente se maneja la posibilidad de quemar carbón residual de destilación de petróleo en combinación con el carbón mineral de Río Turbio. Se argumenta que esta combinación tiene un mayor poder calórico (8000 kcal/kg) y un menor contenido de cenizas. En Europa se sigue la tendencia de reconvertir las centrales existentes a gas natural o la implementación de sistemas de desulfuración lo que redundaría en una reducción de las emisiones de SO₂ en el año 2000 del 40 al 45% respecto al nivel de 1980. Existen varias tecnologías para el control de emisiones de las centrales que usan carbón. Entre las que ya se comercializan en el mercado se destacan la tecnología de depuración del carbón para reducir los minerales no combustibles (cenizas)²²³, los dispositivos mecánicos y eléctricos para eliminar las partículas²²⁴, y las tecnologías de desazufamiento de los gases de la combustión (torres depuradoras).²²⁵ También hay tecnologías en avanzado grado de desarrollo, como la combustión en lecho fluidizado²²⁶ y las tecnologías integradas de gasificación del carbón

²²³ Este método puede eliminar entre 10-30% del contenido de azufre que está químicamente combinado en la forma inorgánica (especialmente piritas). El carbón depurado tiene un poder calorífico más alto e impone una carga menor de ceniza a las calderas.

²²⁴ Con estos dispositivos se puede suprimir hasta el 99% de las partículas. Las mejoras en las tecnologías de combustión y las eficiencias térmicas han eliminado además las emisiones de monóxido de carbono, que en la actualidad raramente se clasifican como contaminantes importantes de las centrales de energía eléctrica en los países industriales con economías de mercado.

²²⁵ Con estos métodos se puede eliminar más del 90% de las emisiones sulfurosas, si bien con algún costo relativamente elevado.

²²⁶ A través de este procedimiento se fluidiza el carbón triturado con arena, su propia ceniza o piedra caliza, sosteniendo las partículas en una fuerte corriente de aire ascendente. El contacto de los compuestos de azufre con el carbonato de calcio permite eliminar directamente el azufre de los hornos. No es necesario entonces el desazufamiento de los gases de la combustión, y la eficiencia en la reducción del dióxido de azufre pueden llegar al 90%. El mejor control de las temperaturas de los hornos permite también reducir considerablemente los óxidos de nitrógeno, en tanto que la turbulencia de los lechos fluidizados produce una combustión más eficiente. El procedimiento es costoso y sólo se justifica en centrales que queman carbón de muy baja calidad.

en ciclos combinados, con combustión en lecho fluidizado.²²⁷ El cuadro V-3 muestra la magnitud de las reducciones de emisiones de diversas tecnologías y de los costos añadidos en la generación debido a su implementación.

En el esquema de las privatizaciones actuales se introdujo la obligación de adquirir 370.000 toneladas anuales de carbón mineral a YCF durante una década por parte del ganador de las central de San Nicolás (ex AyE). Este proceso se realizó para beneficiar la economía de Río Turbio, que no encuentra salida para su producto a causa de los elevados costos que le impiden competir con el exterior, permitiendo así su posterior transferencia al sector privado.

Las medidas de reducción de NO_x, por su parte, consisten en la instalación de quemadores de baja emisión. La contribución mayor de las emisiones de óxidos de nitrógeno no procede de las centrales eléctricas, sino de los vehículos, para cuya reducción se utilizan los catalizadores de tres vías.²²⁸

CUADRO V-3
Efectos del control de la contaminación en la generación eléctrica

Combustible y tipos de plantas	Control de emisiones	% reducción en relación Hipótesis			Costo añadido como % costo de generac.(1)
		Partículas	SO ₂	NO _x	
Hipótesis básica Carbón, caldera convencional	Ninguno	0	0	0	0
Mejoras y Controles					
a) Carbón					
Caldera convencional	Depuración mecánica (ciclón)	90	0	0	<1
Caldera convencional	Filtros de tela (cámara filtros)	>99	0	0	2-4

²²⁷ Con ellas se gasifica el carbón antes de quemarlo para impulsar turbinas de gas, o bien se usan los gases calientes de una versión presurizada de una cámara de combustión en lecho fluidizado. En ambos casos se han obtenido mejoras considerables de eficiencia térmica en proyectos experimentales, junto con reducciones mayores de las emisiones de dióxido de azufre y óxido de nitrógeno.

²²⁸ Los que serán de uso obligatorio en Europa a partir de 1993.

Caldera convencional	Precipitaciones electrostáticas (PE)	>99	0	0	2-4
Caldera convencional	PE/depuración carbón	>99	10 30	0	4-6
Caldera convencional	PE/controles SO ₂	>99	90	0	12-15
Caldera convencional	PE/controles SO ₂ , NO _x	>99	90	90	17-20
Combustión lecho fluidizado	PE	>99	90	56	<0-2
Combustión lecho fluidizado ciclo combinado (2)	PE	>99	93	50	<0-2
Gasificación integrada carbón					
ciclo combinado (2)	Ninguno	>99	99	50	<0-2
b) Fuel Oil					
Caldera convencional	Ninguno	97	30	12	(3)
Caldera convencional	PE/controles SO ₂	>99.9	93	12	10-12
Ciclo combinado (2)	PE/controles SO ₂ , NO _x (planta de tratamiento)	>99.9	93	90	13-15 (4)
c) Gas natural			93		
Caldera convencional	Ninguno	>99.9	>9 9.9	37	>0
Caldera convencional	Controles de NO _x	>99.9	>9 9.9	45	<0
Ciclo combinado (2)	Ninguno	>99.9	>9 9.9	62	<0

Fuentes: Basado en ODE, 1987 y 1989; Banco Asiático de Desarrollo, 1991; Bates y Moore, documento de antecedentes; Anderson, 1991a.

Nota: SO₂, dióxido de azufre; NO_x, óxidos de nitrógeno.

Las cifras correspondientes al carbón y al fueloil para calderas se basan en un contenido de azufre de 3%.

(1) En relación con la hipótesis básica. Los porcentajes se basan en costos de generación de 5 centavos/kWh, sin incluir la transmisión y la distribución.

(2) Las mejoras de eficiencia son resultado de las ventajas termodinámicas de las temperaturas más altas de admisión al motor térmico (turbina).

(3) Varía con los costos relativos del petróleo y el carbón.

(4) En relación con las calderas convencionales de petróleo sin controles.

En cuanto al anhídrido carbónico (CO₂), éste constituye un caso aparte entre los gases citados hasta ahora. No se trata de un contaminante propiamente dicho, es una parte integrante del ciclo natural del carbono en la biósfera, la atmósfera y los océanos. El

problema surge de la utilización creciente de combustibles fósiles que suponen un nivel de emisión de CO_2 superior al reciclable de forma natural, lo que provoca un aumento en su concentración, con el consiguiente riesgo de calentamiento global. No existen tecnologías eficaces de reducción de emisiones de CO_2 , siendo los instrumentos disponibles la mejora del ahorro y eficiencia energética y la utilización de combustibles de nula o baja emisión específica.

A fin de garantizar la continuidad y profundización de las normas de control ambiental en la actividad eléctrica durante el programa de privatizaciones, se agregaron cláusulas específicas que forman parte de las condiciones según las cuales operarán las centrales térmicas y los sistemas de transporte y distribución.

En el caso del llamado a privatización de las centrales térmicas convencionales en operación, se han establecido niveles máximos de determinados contaminantes atmosféricos²²⁹ así como la obligatoriedad de registros continuos de los principales parámetros de interés ambiental.

La privatización de las plantas de generación térmica se desarrolló en nuestro país rápidamente. El gobierno impuso la instalación de adecuados sistemas de monitoreo con el fin de observar los niveles de emisión en cada planta. La SE está planeando poner en funcionamiento un sistema de inspección que permita un control cruzado de los niveles de emisión de plantas seleccionadas y los niveles de polución en el medio ambiente. Con los resultados de los sistemas de monitoreo, se comenzarán a elaborar las recomendaciones tendientes a diseñar el sistema de inspección óptimo. Estas recomendaciones incluirán el programa a implementar y los costos estimados de instalación de cada sistema.

A título de ejemplo, en el Anexo XI del pliego de venta de la Central Puerto se estipulan condiciones mínimas a cumplir por la central. Estas condiciones que se incorporan por primera vez en Argentina son:

1. Observar el cumplimiento estricto de la legislación ambiental.

2. Mantener los equipos e instalaciones principales y complementarios de generación, en condiciones tales que permitan niveles de contaminación menores o iguales a los indicados por la legislación vigente.²³⁰

²²⁹ Fundamentalmente partículas en suspensión y dióxido de azufre.

²³⁰ Ya sea de origen nacional, provincial y/o municipal.

3. Establecer y mantener durante todo el período de gestión, sistemas de registro de emisiones y descargas, a fin de facilitar la verificación del cumplimiento de las normas de protección ambiental.

Acerca de los requerimientos, la Central Puerto debía efectuar un relevamiento de las condiciones ambientales en su área de emplazamiento dentro de los primeros seis meses de operación. Dentro del primer año de gestión, debía determinar las medidas de tratamiento previstas para el control de los problemas detectados y proceder a la solución de los mismos. Se exigió a su vez la instalación en cada una de las chimeneas de todas las calderas detectores automáticos continuos, con registradores gráficos, para determinar la concentración de dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno y partículas sólidas.²³¹ Es necesario también que el generador declare los puntos de descarga de afluentes líquidos e instale el equipamiento necesario para la determinación automática y continua del PH del curso de agua donde se vierten estos afluentes.

De ocurrir incumplimientos, la Central Puerto será apercibida por parte de la autoridad competente, siendo obligada a ajustarse a las condiciones indicadas en el Pliego. Ante la persistencia de la infracción, la autoridad competente podrá ordenar la interrupción del funcionamiento de la unidad afectada hasta que se solucionen las causales del incumplimiento.

A los efectos de facilitar la transición a las mayores exigencias regulatorias, en 1991 se realizaron las primeras mediciones reales de emisión de partículas en las centrales Costanera y San Nicolás. Las mismas fueron hechas en forma puntual y de alguna manera con equipos precarios, pero según la SE constituyeron las primeras mediciones directas realizadas en centrales eléctricas en América Latina.²³² Con las privatizaciones se exigieron mediciones reales continuas para las centrales grandes y discontinuas para las más pequeñas.

²³¹ Las instalaciones deben ser operadas en condiciones tales que utilizando fuel oil como combustible, los valores de emisión por chimenea, para SO_2 (dióxido de azufre) sean inferiores o iguales a 1700 mg/Nm^3 y para partículas sólidas a 140 mg/Nm^3 . En el caso de utilizar gas natural nacional, las emisiones de partículas sólidas deben ser inferiores o iguales a 6 mg/Nm^3 .

²³² Anteriormente los cálculos de los niveles de emisión eran estimativos, efectuándose a través de métodos indirectos de medición.

ii. Uso de los recursos hidroeléctricos

En Argentina existen 63 presas provinciales, 35 nacionales y una internacional; sin contar aquellas que se encuentran en construcción. Estas 99 presas están distribuidas en 17 provincias (sobre un total de 23), y la mayoría de las ciudades principales se encuentran aguas abajo de alguna de ellas, en menor o mayor medida. Las grandes presas, simultáneamente con los beneficios que producen, tienen asociadas modificaciones permanentes dentro de su zona de influencia, en particular, el riesgo potencial de inundación que afecta a las poblaciones aguas abajo.

Los contratos de concesión de las centrales de Hidronor disponen que ORSEP (Organismo Regional de Seguridad de Presas) será la autoridad encargada de la fiscalización de las normas sobre seguridad de presas, embalses y obras auxiliares. Este organismo supervisará la construcción, operación, mantenimiento, reparación o modificación de las obras afectadas a la explotación de las presas. ORSEP puede requerir de la concesionaria la instalación de instrumentos de control y solicitar la modificación del "Plan de Acción de Emergencias" vigente. Cabe recordar que las normas para la explotación de las presas y el manejo de aguas son fijadas por la AIC (Autoridad Interjurisdiccional de Cuencas).

La concesionaria se encuentra sujeta a un pormenorizado número de obligaciones entre las cuales se pueden citar:

1. Usar técnicas de ingeniería adecuadas y reconocidas al más alto nivel internacional en todo lo relacionado con el diseño, construcción, operación, mantenimiento, utilización, reparación o modificación de las presas y obras auxiliares.
2. Mantener informado al ORSEP acerca de incidentes vinculados con la seguridad de las presas. Asimismo, las concesionarias deberán informar al organismo cualquier modificación o alteración de las características de las presas que pueda variar el nivel de seguridad, incluso cuando se trate de una modificación que haya requerido aprobación previa del aludido órgano.
3. Mantener bases de datos permanentes referidas a geología e ingeniería relacionadas con el diseño y mantenimiento de las presas, informes de control de calidad, etc.
4. Mantener registros históricos de las observaciones de auscultación

desde el inicio de la construcción, interrupciones en la operación y sus causas, modificaciones realizadas en las presas, etc.

5. Someter a la presa a evaluaciones periódicas de un consultor independiente, para identificar cualquier deficiencia actual o potencial que pueda poner en peligro la seguridad pública.

6. Ejecutar los trabajos de construcción, reparación o modificación de la presa, incluyendo las medidas correctivas que pudieran surgir del informe presentado por el consultor independiente, aplicando un programa de control de calidad que sea proporcionado con el alcance y magnitud de los trabajos a realizarse, el cual debe ser aprobado por el ORSEP.

7. Instalar, operar y mantener dispositivos visuales, acústicos y/u otros dispositivos de seguridad que establezca el ORSEP, para advertir al público sobre fluctuaciones importantes de caudal.

8. Asegurar que las líneas de transporte, comunicaciones, gasoducto o cualquier otro ducto ubicado bajo, sobre o en los cuerpos de agua de la presa, no obstruyan la navegación ni afecten de alguna forma la seguridad pública.

9. Mantener permanentemente operables las compuertas de aliviadero, descargadores de fondo y válvulas de regulación de caudal.

10. Elaborar un Plan de Acción durante Emergencias conforme al Plan Director que le suministre la Autoridad de Cuencas. Este plan incluirá como mínimo:

- a. Instrucciones al personal de la obra sobre las acciones a ejecutar durante una emergencia.
- b. Procedimientos para controlar el flujo de agua, incluyendo acciones para reducir o aumentar la erogación de embalses ubicados aguas arriba o aguas abajo.
- c. Definición del área que podría quedar afectada por una evacuación descontrolada del agua.
- d. Documentación de consultas efectuadas a entidades que actúan en las áreas de salud, seguridad y defensa civil.
- e. Presentar, si la presa está ubicada dentro de un radio de 20 km. de una central nuclear, un plan de respuesta radiológica que describa los procedimientos de emergencia a cumplir si por cualquier causa se produjera la descarga de materiales radiactivos del reactor de la planta nuclear hacia el embalse.

11. Realizar el monitoreo y evaluación de los siguientes indicadores de carácter ambiental: calidad de agua y niveles de contaminación de origen natural y antrópico; presencia de ambientes propicios para la proliferación de vectores de enfermedades de origen hídrico; evolución de los biotopos y del recurso íctico existente; tratamiento y disposición final de los residuos resultantes de la operación del aprovechamiento y de los núcleos habitacionales situados dentro del perímetro; existencia de procesos de inestabilidad de taludes, de degradación de protecciones, erosión costera, etc.

12. Hacer diversas obras y trabajos obligatorios, como por ejemplo, en Portezuelo Grande, la construcción de un filtro de materiales granulares o la colocación de un geotextil con recubrimiento exterior en todo el talud aguas abajo de la presa. Similarmente, se exige el reemplazo de los transformadores de excitación de generadores que contengan difenilos policlorados como líquidos aislantes, por transformadores de aislación seca.

iii. Transporte y medio ambiente

No sólo el proceso de generación causa problemas al medio ambiente. La transmisión de la energía eléctrica genera ciertos problemas ambientales, entre los cuales se destacan:

a. A bajas frecuencias (transmisión que no genera ruidos en la red) se cree que puede producir la estimulación de específicos sistemas biológicos, mientras se descartan que los efectos térmicos y de ionización provenientes de las altas frecuencias (efecto corona de la línea de alta tensión).

b. Los campos eléctricos y magnéticos pueden influir en el sistema biológico y a la existencia humana en general, aunque estos efectos no son conocidos aún.

c. Radio interferencia y de reflexión en las ondas de TV, las cuales no son muy comunes y, de acontecer, se solucionan con la antena adecuada.

Para la normatización de los procedimientos para el tendido y operación de líneas de transmisión de alta tensión se creó en 1992 una "Comisión de Seguimiento de la Gestión Ambiental en el Sistema de Transmisión Eléctrico de Extra Alta Tensión", quien propondría la regulación que fuera menester y actuaría como organismo de contralor. Un manual de gestión dictado a tal efecto apunta a esclarecer las cuestiones relacionadas con los efectos del campo eléctrico, magnético, la radio interferencia, ruidos, corona visual y

producción de gases tóxicos emanados de las estaciones de transformación. Si bien con anterioridad al manual de gestión no existían normas regulatorias a nivel provincial o nacional, las empresas responsables del tendido y operación del sistema de transporte utilizaban pautas establecidas a nivel internacional en instalaciones equivalentes, al menos en lo que hace a la perspectiva del diseño.

A través de la privatización del sistema de transporte, se requiere que Transener, la principal concesionaria del transporte en alta tensión, desarrolle sus tareas de forma tal de minimizar los impactos ambientales originados en las actividades de transmisión y transformación eléctrica. También se pide un seguimiento permanente de los indicadores para verificar el cumplimiento de las normativas vigentes de control ambiental.

Al igual que en el ejemplo citado de Central Puerto en la actividad de generación, a Transener se le solicita que dentro de los primeros quince meses de operación realice un relevamiento de las condiciones ambientales en el área de emplazamiento y una evaluación de los impactos actuales y potenciales durante el período de operación previsto. A tales efectos, la empresa debe efectuar mediciones periódicas y observar el cumplimiento de los niveles de tolerancia, en los puntos presuntamente críticos, de los parámetros de campo electromagnético, radio interferencia, ruido audible y tensiones de contacto y de paso, así como controlar las conexiones de puesta a tierra. Se exige cumplir con las normas relativas a la utilización, manipuleo, almacenamiento y disposición final de DPC -difenilos policlorados- y se pide el readecuamiento y/o la instalación en las estaciones transformadoras y/o compensadoras de sistemas de contención y recuperación de los líquidos refrigerantes a los fines de evitar, en caso de accidentes, la contaminación de desagües pluviales y/o sanitarios. Similares requerimientos son impuestos a los futuros concesionarios de las ETDT.

c. Prácticas conservadoras de energía

Una de las medidas tendientes a disminuir el consumo de los combustibles utilizados en la generación de la energía eléctrica es el ahorro energético, el cual apunta a solucionar los mayores requerimientos de energía que impone el crecimiento vía administración de la demanda en vez de incrementos en la capacidad de generación. Conviene insistir en el hecho de que este ahorro no puede conseguirse sólo con medidas administrativas sino que es imprescindible la colaboración de toda la sociedad. También es

menester señalar que la aplicación de prácticas conservacionistas distan de ser gratuitas, por lo que los beneficios de su implementación deben ser correctamente evaluados en función de sus costos económicos.

Existe evidencia que al aumentar la eficiencia del uso final de la electricidad cuesta menos que suministrar electricidad mediante nuevas centrales.²³³ Las nuevas tecnologías permiten que de un mismo kWh se obtenga más trabajo mecánico o, alternativamente, más luz. Gracias a esto, se ha logrado recientemente aumentar el crecimiento económico manteniendo e incluso disminuyendo el consumo eléctrico.

Los programas de conservación y eficiencia energética demostraron en Estados Unidos la posibilidad de evitar o postergar la construcción de centrales eléctricas con importantes retornos económicos y ambientales. Un ejemplo lo da el programa de conservación de la empresa eléctrica Bonneville Power Administration que ha permitido, por medio de ahorros a nivel industrial, comercial y doméstico, agregar 291 MW al abastecimiento disponible, con una inversión de 602 millones de dólares. O sea, a un costo de abastecimiento disponible de 2 centavos de dólar por kWh. Otro ejemplo, la Pacific Gas & Electric Company alimentará tres cuartas partes de sus nuevas cargas (2500 MW a demanda máxima) durante la próxima década, aumentando la eficiencia de sus consumidores. Para ello invertirá más de 150 millones de dólares anuales.

La factibilidad de disminuir costos de inversión en nuevas centrales derivados del uso de prácticas ahorradoras de energía ciertamente llama la atención de quienes toman las decisiones de expansión en la generación eléctrica. Es incierto aún cuáles son las verdaderas posibilidades de aplicar prácticas conservacionistas en Argentina. Una de las tecnologías que podría permitir el uso más racional de la energía es la cogeneración, término ya explicado, que permite la producción conjunta de energía eléctrica y energía térmica. La cogeneración permitiría:

- a. Ahorro energético: el rendimiento energético de una planta de cogeneración es elevado comparado con las de una térmica convencional.
- b. Ahorro económico: menor gasto de energía primaria.
- c. Mejora del medio ambiente: disminuye la contaminación debido al mayor rendimiento y mejor calidad del combustible utilizado.

²³³ Proyecto PNUD. "Eficiencia en la producción, transmisión y consumo de la energía eléctrica".

d. Facilidad para el desarrollo industrial: posibilitando la industrialización en zonas alejadas de las redes de distribución.

e. Mayor flexibilidad energética: se diversifican los combustibles utilizados.

Por su parte, para el gran usuario la cogeneración se derivaría en los siguientes beneficios:

- 1. Ahorro económico: por la potencial diferencia de costos entre la energía eléctrica comprada a la red y la autogenerada.
- 2. Seguridad de suministro: mediante grupos de generación trabajando en paralelo con la red.

El uso de esta tecnología estaría básicamente limitado a determinados usuarios industriales, ya que la cogeneración no es una alternativa viable para cualquier emprendimiento. El perfil necesario de la empresa que pretende cogenerar tendrá que incluir la necesidad simultánea de energía eléctrica y energía térmica, un tiempo de funcionamiento mínimo de 4000 horas/año, y un consumo anual de electricidad superior a los 1500 MWh.

Otras variantes para la conservación de energía viene dada por el aprovechamiento de otras fuentes de energía (solar, eólica, mareomotriz, etc.), aunque su producción a gran escala resulta aún antieconómica.

C. La transición en la percepción del sector privado

1. La regulación en la práctica

En vistas al cúmulo de nuevas disposiciones reglamentarias respecto de la formación de precios en las distintas actividades eléctricas y a las diversas señales económicas emanadas del mercado, se plantearon en esta etapa de transición algunos problemas detectados en entrevistas con el sector privado que merecen ser comentados. El pensar del sector privado en esta etapa de transición se reflejaba de alguna manera en las palabras de Norberto González, de Edenor SA, cuando decía *"Como ACTOR TRANSITORIO del Sistema el Estado no debe perturbar o distorsionar las señales que surgen del Mercado. El Estado debe resistir la tentación de regular el Mercado mediante su papel de actor. No debe incidir en el equilibrio natural de las señales económicas que él mismo regula"*.²³⁴

Tanto generadores como distribuidores piensan que, pese a que en los papeles Cammesa está proporcionalmente representada por cinco grupos, en la práctica el poder está desbalanceado en favor del Estado, quien además de designar el presidente y vice de esa sociedad, posee decisión final en cuestiones tarifarias.

Numerosos agentes privados coinciden en que la entrada en funcionamiento de Yacyretá puede ocasionar problemas a los generadores privados de centrales térmicas convencionales. Estos operadores privados quisieran una definición sobre cómo tratará Cammesa el despacho de Yacyretá, ya que esto determinará de alguna manera sus rentabilidades futuras y sus necesidades de inversión. Por supuesto que los mayores afectados son aquellos generadores térmicos que tienen perspectiva de ser los que estén "marginando" en el sistema, sean éstos privados o de empresas provinciales. ¿Cuáles son las opciones y por qué surgen los planteos? Estos últimos se basan en un criterio de justicia, ya que se sostiene que si Yacyretá va a producir a su costo de operación (el cual es extremadamente bajo en relación a los precios mayoristas actuales) esto sería equivalente a desconocer los fondos que fueron necesarios invertir en este proyecto. Justamente, porque no se conocen con exactitud la magnitud de los fondos invertidos es que surge la incógnita sobre el precio de generación de Yacyretá. Las opciones que se barajaban como so-

lución eran diversas, desde la consideración de esta energía al precio tope pactado con Paraguay de 30 mills/kWh o reconocerle una tarifa más baja, que oscilaría entre 17 y 20 mills/kWh, en cuyo caso algunos generadores privados podrían verse en serios aprietos en sus negocios. El esquema a seguir será similar al que rige actualmente con CTMSG y CNEA, es decir, la SE reconocerá a Yacyretá un precio fijo por su energía eléctrica (30 mills/kWh) y las diferencias con el precio spot se acreditarán (o debitarán) en el Fondo de Excedentes. El ritmo de crecimiento de la demanda global y la fecha de entrada de las unidades de generación de Yacyretá son por cierto dos datos claves en este aparente dilema que provocará el crecimiento súbito de la oferta eléctrica.

En otro orden de cuestionamientos, se ha señalado que al analizar la composición del valor final del precio de la energía eléctrica, el costo de distribución es más alto que el de generación en la composición total de los costos de producción de electricidad, situación que es atípica cuando se la compara con la de países desarrollados. La comparación, sin embargo, no es válida si no es ajustada por las diferencias entre países desarrollados y Argentina en cuanto a consumo medio por habitante y densidad geográfica.

También se han marcado algunos de los aspectos positivos que se destacan en el nuevo esquema. El sistema actual devuelve al mercado la decisión económica sobre qué proyecto es económicamente correcto desde el punto de vista de la asignación global de recursos. Por ejemplo, en los proyectos competitivos de transporte de electricidad versus transporte de gas natural, se estaría en condiciones de tomar decisiones económicamente racionales. Esto es así pese a que no se pueda decir *a priori* y en forma conclusiva cuál de los dos medios de transporte es el más económico, ya que la respuesta varía según la localización geográfica y a otras circunstancias específicas del proyecto.

2. Cuestiones puntuales aparecidas en la transición

a. Determinación de precios en el MEM

i. Formación de precios spot

Ante la existencia de diversos precios en la comercialización de la energía en bloque en el mercado mayorista (spot, estacional, contractual) cabe la pregunta de si existe la posibilidad de realizar arbitrajes entre los mismos. Dicho en otros términos, ¿es negocio especular en este segmento del mercado?

²³⁴ Extraído de las Jornadas de Política Energética, Fundación Sudamericana (Noviembre de 1992). Las letras mayúsculas en el texto corresponden a la transcripción original.

Por ejemplo, ¿podrían los generadores de centrales térmicas especular acerca del costo marginal de la última máquina despachada y eventualmente colusionar para aumentar el precio del mercado spot? ¿Se puede manipular la oferta para obtener mayores precios spot de acuerdo a los mecanismos vigentes en el despacho económico? ¿Cómo se haría? Estas inquietudes no son irreales ni imaginarias ya que situaciones de este tipo han ocurrido, por ejemplo, en el sistema inglés donde la existencia de sólo tres grandes empresas generadoras facilitó que dos de ellas se pusieran de acuerdo para elevar el precio spot dentro del esquema establecido por las autoridades del despacho y las reglas de formación de precios. En Argentina, existen elementos adicionales que tienden a evitar manipulaciones de precios por el lado de la oferta. En primer lugar, la existencia de un mayor número de generadores hace más difícil la colusión entre los participantes de la oferta. En segundo lugar, reportar costos marginales superiores a los reales sólo es deseable si se sabe con certeza que haciendo esto se logrará subir el precio spot. Esto implica que dicha máquina debe ser la menos eficiente en ese momento ya que para fijar el precio debe ser la última despachada en el sistema, lo cual en un esquema de oferta diversificada es riesgoso debido a la posibilidad de quedar excluido del despacho. Además, aquellas máquinas que siendo eficientes quieran aparecer como ineficientes tienen acotada su posibilidad de especulación mediante la existencia de precios de referencia en los combustibles.

Con respecto a la remuneración a la potencia, existiría una eventual veta de especulación para el pago del sobreprecio por riesgo de falla. Sin embargo, un generador difícilmente pueda provocar tal situación en forma intencional, y hacerlo con sus propias máquinas le significaría un costo mucho más elevado en términos de energía no vendida.

Una cuestión que preocupa a algunos distribuidores es la volatilidad de los precios del mercado spot. Hay quienes creen que esa señal, cuando es transmitida a los consumidores finales (pese a que está atenuada por la existencia de precios estacionales) provoca reacciones encontradas frente al esquema de estabilidad de precios surgido de la aplicación de la ley de Convertibilidad. Mientras se reclama una mayor suavización de la oferta, sería prudente pensar, a su vez, que los distribuidores debieran comenzar a educar a sus clientes acerca de las naturales diferencias de precio que surgen en el mercado argentino debido a los factores estacionales.

La regulación vía precios de referencia y precios máximos de combustibles tiene la desventaja de que puede ocasionar situaciones injustas con los generadores cuando los precios establecidos por la SE no respondan a valores reales de mercado. También podría ocurrir lo contrario, es decir, que los precios máximos permitidos permitan inflar costos en forma innecesaria, aunque esta circunstancia sea menos probable. Al respecto, en opinión de algunos generadores privados, los precios de referencia de los combustibles tomados por la SE no tienen en cuenta las variaciones de precio existentes debido a factores de calidad para una misma categoría de fuel.²³⁵ Así, por ejemplo, un generador ubicado en la ciudad de Buenos Aires que está sometido a normas ambientales rigurosas, tendría algunos sobrecostos debido a la inflexibilidad de los precios máximos de reconocer diferencias de calidad para un mismo tipo de combustible. Una situación parecida, aunque no ya referida a precios, se plantea en el reconocimiento que hace Cammesa a la eficiencia térmica en el uso del combustible por parte de las distintas unidades de generación, lo cual crea algunas inflexibilidades.

El establecimiento de precios de referencia de combustibles incluye la fijación por parte de la SE de valores de flete para poder considerar los costos de traslado hasta el lugar donde está localizada la unidad de generación. La fijación de valores de flete, que son bienes no transables internacionalmente puede invitar a discusiones futuras entre los generadores y el ENRE o la SE ya que como todo sistema de fijación de precios trae aparejada inconveniencias.²³⁶ Estas medidas, no obstante, han sido tomadas pensando en el período de transición para evitar potenciales comportamientos perversos en la oferta que puedan derivar en incrementos artificiales de precios.

En el caso del precio de referencia del gas, Cammesa determina lo que se denomina el despacho óptimo del gas, situación correspondiente a un escenario libre de res-

²³⁵ De hecho en marzo de 1993 hubo una readecuación técnica de los valores y la calidad del fuel oil, vía resolución SE 72/93.

²³⁶ Adicionalmente, debido a la vigencia de la ley de Convertibilidad, estos valores han sido fijado en términos nominales, no estando previsto ningún mecanismo de ajuste en caso de que éste sea necesario en el futuro. De ser necesario, la regulación deberá adaptarse y seguramente se discutirán en ese momento entre las partes afectadas cuáles son los mecanismos adecuados para los ajustes. La incertidumbre inicial sobre la definición de estos mecanismos pudo eventualmente haber provocado mayores tasas de riesgo para los inversores privados. Esto es así ya que el margen para injerencia futura de tipo discrecional en la fijación y actualización de precios es mayor que si existiera un marco referencial sobre cómo se ajustarán los valores nominales en la eventualidad de esta necesidad de revalorizaciones monetarias.

tricciones al transporte de dicho combustible.²³⁷ Para la programación semanal y el despacho diario, se tomará como disponibilidad del gas para cada región la previsión de Cammesa, salvo que resulte inferior a la cuota comprometida a los generadores de la región, en cuyo caso se tomará este último valor.²³⁸ La posibilidad real de una máquina de acceder al gas disponible para centrales en una región quedará afectada por los compromisos vigentes en dicha región entre los generadores y las empresas de transmisión y distribución de gas.²³⁹ Cammesa deberá analizar el efecto de dichos compromisos sobre el despacho. Si las cuotas asignadas según el despacho óptimo de gas en todas las centrales térmicas resultan mayores o iguales que las cuotas comprometidas, el despacho de cargas será el correspondiente al despacho óptimo. O sea que los compromisos establecidos entre los generadores y las empresas de gas no impondrán restricciones al despacho. Si, por el contrario, para uno o más generadores resulta que su cuota comprometida de gas es mayor que la requerida por el despacho óptimo, este compromiso significará un apartamiento respecto del despacho óptimo ya que una parte de la disponibilidad de gas de la región deberá ser asignada a alguna otra máquina, en lugar de la máquina considerada óptima, afectando así el despacho real. De suceder esto, Cammesa deberá realizar un despacho con los compromisos de gas para determinar los programas de carga para las máquinas, incluyendo como restricción forzada la cuota comprometida de gas.²⁴⁰ Toda máquina que, como resultado de la cuota de gas que le sea asignada por el transportista o distribuidora de gas en función de los contratos existentes, resulte con una disponibilidad de gas distinta a la asignada por el despacho óptimo de gas, se considerará para la definición de precios de la energía con el combustible asignado en el despacho óptimo. Cuando en una máquina térmica despachada su costo operativo resulte mayor que su precio de nodo, debido a diferencias entre el combustible que esté quemando y el asignado por el despacho óptimo de gas, se considerará para su remuneración como una máquina exclu-

²³⁷ Se entiende por restricciones en este caso tanto a los impedimentos físicos en la red de transporte, como a la prioridad establecida en el suministro de gas para uso no interrumpible (domiciliario, industrial, etc.).

²³⁸ Se entiende por cuota comprometida para cada generador a la declarada por él mismo. Esta declaración está sujeta a control por parte de Cammesa, quien puede solicitar información a las distribuidoras de gas.

²³⁹ En caso de restricciones en la disponibilidad de gas, la limitación en la cuota de gas a un generador con contrato dependerá de las condiciones establecidas en el mismo, en cuanto al volumen mínimo garantizado y condiciones y cantidad de días máximos permitidos de interrumpibilidad.

²⁴⁰ Cuota inexistente para las centrales que no tengan compromisos.

da, o sea cobrando por la energía su costo operativo.²⁴¹ En suma, cuando alguna anomalía ocurre de forma tal que el despacho óptimo difiera del despacho objetivo se pasa a remunerar a la central a su costo operativo y queda de hecho excluida como fijadora de precios en el sistema. Para algunos generadores este mecanismo es arbitrario y podría derivar en prácticas discriminatorias cuando existen grupos controladores de gasoductos con intereses en una determinada firma generadora.

Al respecto se alude nuevamente que el establecimiento de precios de referencia de los combustibles responde a una medida temporaria para el período de transición para garantizar un adecuado comportamiento de la oferta, luego del cual cabe esperarse que la competencia haga innecesaria esta práctica regulatoria. Sería lógico además que esto sucediera, ya que una vez que el Estado se retire definitivamente de la actividad carecerá del tipo de información empresarial que ha estado utilizando en esta etapa para la especificación detallada de estos precios e indicadores de referencia.

ii. Las máquinas excluidas

La SE estableció una lista de las unidades de generación que estarían excluidas en la formación del precio spot. El objetivo principal de esta medida fue el de no encajear innecesariamente el precio de la electricidad debido a la presencia "marginadora" de estos generadores que son considerados no eficientes por funcionar solamente con combustibles caros y a bajo rendimiento térmico (coincide con aquellas máquinas que no tienen suministro de gas natural). Esto se creyó conveniente sólo para el período de transición, especulando que una vez que se incremente la oferta del sistema (con la entrada en funcionamiento de Piedra del Aguila y Yaciretá) estos generadores o bien deberían retirarse definitivamente del negocio o sólo operar eventualmente en sus sistemas locales ya que su calificación como generador del SIN sería probablemente inviable. Cabe aclarar que las máquinas que han sido excluidas por estas razones pertenecen además a centrales que en su mayoría han cumplido su vida útil.

En este tema existe un problema surgido de la acción discrecional del Estado acerca de la definición sobre qué máquinas entran en este tipo de exclusión. En los me-

²⁴¹ Esto es así hasta el 1º de mayo de 1994. A partir de esta fecha, pasará a cobrar su precio de nodo aunque resulte éste inferior a su costo operativo.

ses de invierno, la restricción en el suministro de gas hace que entren en servicio máquinas que queman combustibles más caros (fuel, gasoil), además de las mismas máquinas a gas que usan ciclos combinados con otros combustibles. Como consecuencia natural de esta restricción el precio spot se eleva desmesuradamente, aumentando la renta de los generadores. La asociación civil que nuclea a los distribuidores (ADEERA) quisiera que se extienda la lista de máquinas excluidas a todas aquellas unidades turbopares con restricciones en el suministro de gas, definidas como aquellas a las que se le limita el uso en un 70% o más del consumo de dicho combustible.

Una práctica que tiene consecuencias similares, el no encarecimiento del precio spot, es denunciada por algunos generadores privados en relación a la utilización de centrales hidroeléctricas más allá de lo que sugieren las pautas establecidas de despacho óptimo.

iii. Contratos a término

Existen interrogantes ante la falta de concreción de nuevos contratos a término. Algunos privados señalan que hasta que se complete la desregulación del sistema de transporte del gas, se estaría impidiendo la celebración de contratos de suministro de este combustible en empresas de generación como Central Puerto. Esto es peligroso en la medida que resulte en lo que se denomina *uneconomic bypass* (desviación antieconómica a la red existente) a través de la instalación propia de un gasoducto, cuando se podría optimizar el uso de los existentes.

Algunos distribuidores declaran que si bien no han podido realizar nuevos contratos de suministro, esto se debería a que algunos generadores querían cerrar pactos en valores equivalentes a un precio spot promedio más un plus, situación no aceptada por las empresas. También se cree que esto puede responder en gran parte a la gran incertidumbre que genera el hecho de que todavía, en la etapa de transición, un segmento sustancial de la oferta esté en manos estatales. Aparentemente, una mayor estabilidad del sistema sería necesario para el desarrollo de este mercado a término, cuyo desarrollo beneficia sin dudas a las empresas distribuidoras que están sujetas a un régimen de penalidades impuesto por la regulación. En el caso de las empresas de generación que ya tienen contratos importantes (caso Costanera y Puerto) hay que reconocer que dentro de una política de diversificación razonable de sus ventas, no les quedaría mucha capacidad para

celebrar nuevos contratos, al menos con distribuidores que operen bajo un régimen de garantía de suministro.

b. Posibles prácticas anticompetitivas

¿Existen elementos dentro del sistema que permitan el comportamiento anti competitivo de los actores de generación, transporte y distribución en detrimento de los consumidores finales?

La posibilidad de colusión entre generadores para la determinación del precio en el mercado spot sería considerada una práctica anticompetitiva. Aunque no imposible, es difícil pensar en este tipo de especulación y arreglo en la oferta eléctrica debido al alto grado de diversificación de la misma. Y aun en el supuesto de una actitud colusiva de esta naturaleza, la libertad de entrada en este segmento de la industria haría que estas prácticas sólo puedan efectivizarse de manera temporaria.

La autoridad de contralor de estas maniobras debe a su vez tener en cuenta que las intenciones deliberadas tendientes a aumentar p^m contarían con el beneplácito de los transportistas ya que esto aumenta su remuneración por ingreso variable (IVT).

Entre transportistas y generadores se podrían observar otro tipo de prácticas anticompetitivas, no necesariamente colusivas. Si la propiedad de una línea nueva de transporte coincide con la de un generador en el área de influencia de esa línea, -situación que está vedada para el caso de Transener-, podría ocurrir que en casos de exceso de demanda de capacidad de transporte se produzcan discriminaciones al acceso en contra de otros generadores. Los criterios de racionamiento de la oferta de transporte (aunque sólo ocurran por períodos muy cortos de tiempo) deben estar claramente definidos para evitar que se den preferencias a algunos generadores sobre otros. Desde un punto de vista de la eficiencia global de los recursos, se debería dar prioridad a aquellos generadores cuyo costo marginal sea menor, que es lo que efectivamente determina Cammesa como administrador del despacho en el MEM. Si en un área hay actividades de transporte y generación controladas por un mismo propietario se debe vigilar además la posible existencia de subsidios cruzados desde una actividad hacia la otra, en detrimento de generadores competidores.

Hay algunos ejemplos de propietarios cuyos intereses abarcan los distintos niveles de actividad del sector. En Alto Valle, por ejemplo, una cooperativa es propietaria de

la central de generación del mismo nombre, actúa como distribuidora y también es reconocida como gran usuario cuando se compra a sí misma, a EPEN o al SIN.²⁴²

c. Los planteos en la distribución

Las empresas parecen reconocer que la regulación por incentivos implementada a través de la obligación del suministro y el cumplimiento de metas de calidad sujeto a penalidades brinda correctas señales para la eficiencia económica interna de la firma ya que se brindan alicientes para reducir costos. Distinto sería el caso de una regulación que buscara, por ejemplo, asegurar un determinado monto de inversiones, ya que esto no garantiza que las mismas se vayan a emplear adecuadamente. Cabe señalar que las sanciones en caso de incumplimiento de las metas de calidad del servicio no sólo derivan en multas para las empresas distribuidoras (que si superan el 20% de la facturación implican la culminación del contrato), sino también en un decaimiento de su imagen y reputación ante la opinión pública, cuestión que ha sido declarada de importancia por parte de estas firmas. La pretensión de devolver el producido de las multas a los usuarios puede, sin embargo, traer aparejados algunos problemas de índole técnica-administrativa a partir del momento en que se solicita la identificación individualizada de los montos a resarcir por cortes de suministro y/o variaciones de frecuencia.

i. Metas de calidad y pérdidas no técnicas

Ya con anterioridad a la apertura de sobres por la primera concesión de distribución de SEGBA, los grupos calificados para la licitación habían solicitado se alarguen los plazos por los cuales comenzarían a regir las penalidades que se aplican sobre el incumplimiento en las metas de calidad técnica de servicio establecidas en el contrato de concesión. Ese plazo se extendió de seis meses a un año, entrando en vigencia para Edenor y Edesur a partir de septiembre de 1993. Dada la performance observada en la distribución hasta mediados de 1993, es de esperar que un planteo similar se presente esta vez frente al ENRE. La imposibilidad de solucionar a tiempo las distintas fallas en las líneas de subtransmisión en la distribución parece ser el problema principal que seguramente surgirá en discusiones futuras con el ENRE. Este argumento parece ser insostenible, ya

²⁴² Cabe recordar que las cooperativas están reconocidas por el MEM como grandes usuarios.

que el estado de la empresa antes de privatizarse era conocido por los compradores y las provisiones debieron entonces ser tomadas en tiempo y forma por parte de los privados.

No menos importante son los planteos referidos a la eliminación de las pérdidas no técnicas debido al robo de energía eléctrica, en especial en barrios y villas de bajos ingresos. Algunas de las experiencias pasadas de la propia SEGBA en la materia (como por ejemplo la realizada a través de su plan Pirelli) no presentaban panoramas auspiciosos: el intento de reducción del robo había terminado en la rotura de los nuevos medidores por parte de los vecinos. En Edenor, se estimaba que más del 40% de este tipo de pérdidas proviene de barrios carenciados, lo cual involucraría a unos 200.000 consumidores y cuyo significado económico para la firma se estima en una pérdida anual del orden de los U\$S 50 millones, o alrededor de U\$S 4 millones por mes.²⁴³ En vistas a la pérdida promedio mensual registrada en los primeros siete meses de gestión de las empresas distribuidoras (alrededor de U\$S 13 millones mensuales en Edenor) era de esperar que los accionistas demanden soluciones al respecto, lo cual llegó cuando a mediados de 1993 tanto Edenor como Edesur decidieron desconectar los cables ilegales por los cuales se "colgaban" los vecinos de estos barrios y villas de bajos recursos.

El accionar de las empresas tiene varias connotaciones. Por un lado, se reclama el legítimo derecho de facturar y cobrar por la electricidad que efectivamente se consume. El hurto de energía eléctrica no sólo provoca disminuciones de ingresos a las empresas sino también problemas técnicos de administración de la tensión, saturación de la capacidad de transformación y necesidad de cortes no programados tanto para aquellos que no pagan como para los que abonan su consumo en forma regular. Por otra parte, existen impedimentos legales y físicos para concretar la regularización del servicio a los clientes (potenciales) de barrios marginados. En la faz legal, la falta de títulos de propiedad de los hogares es una traba para la instalación de medidores. Además, la falta de urbanización (inexistencia de calles, veredas etc.) y la irregular configuración física de las villas de emergencia hacen imposible el tendido de líneas de forma que se respeten las condiciones mínimas de seguridad que ello requiere. Todo esto llevó a que se involucre en el problema al Estado, en particular a las municipalidades y al gobierno de la provincia de Buenos Aires.

²⁴³ Edenor planeaba disminuir las pérdidas de energía eléctrica durante 1993 a un ritmo promedio de 0.9% por mes. En Edesur, por su parte, los valores de las pérdidas serían más bajos que los de Edenor.

Dado que los temas principales -asentamientos irregulares derivados de condiciones de pobreza, imposibilidad de cobro en forma regular- no se pueden resolver de manera inmediata, las soluciones implementadas hasta el momento sólo tienen un carácter temporario. En la Capital Federal, el municipio decidió hacerse cargo, por el lapso de un año, del pago a las empresas correspondiente del consumo de medidores colectivos, aunque como contrapartida procedería a repartir y cobrar los cargos de electricidad entre los habitantes de las villas y barrios pobres. La municipalidad porteña se comprometió además a llevar a cabo las obras de infraestructura que permitan en el futuro la instalación de medidores individuales. Esta solución, que detuvo en forma inmediata las desconexiones que estaban practicando las empresas, implica un subsidio implícito, dado que no se espera que la municipalidad sea capaz de alcanzar altos porcentajes de cobranza. El importe total de consumos irregulares provenientes de fuente alcanzaría los U\$S 2 millones anuales, lo que representa menos de un 2% del total de las pérdidas estimadas por este concepto para ambas empresas. Es en la provincia de Buenos Aires donde radica el grueso del problema. A diferencia de la decisión de Capital Federal, el gobierno provincial se negó a participar en un esquema de subsidios de similar naturaleza, instando a empresas y municipalidades respectivas a lograr acuerdos tendientes a la regularización del servicio en áreas marginales.

ii. El VAD

Si bien el sistema de fijación de precios en la distribución (VAD) aparece como un mecanismo *pass-through* donde los distribuidores pueden trasladar a los consumidores finales los aumentos tarifarios surgidos del mercado mayorista, no siempre es conveniente para las empresas distribuidoras que el precio se encarezca. Aún considerando que la elasticidad precio de la demanda es baja o casi nula, las distribuidoras señalan que son ellas las que tienen que "dar la cara" frente al consumidor quien obviamente recibe con malestar estos aumentos. Pero más importante aún es la influencia de los aumentos de precio spot en los ingresos de las distribuidoras, dado el alto nivel de pérdidas no técnicas que enfrentan. Al ser el VAD un cargo unitario y no un porcentaje, valores elevados de pérdidas no técnicas hacen que los incrementos que deben pagar las distribuidoras debido a los aumentos de precios mayoristas excedan lo que recaudan por energía eléctrica facturada, incluso a nuevos precios estacionales. Cuando las pérdidas

sean menores, habrá lugar para que los beneficios netos no disminuyan ante aumentos de precios spot.

Con respecto a las revisiones futuras del VAD, es indudable que los inversores privados hubiesen preferido conocer el mecanismo por el cual se revisará este valor, ya que actualmente queda demasiado expuesto a la discreción política del gobierno de turno. Relacionado a esta cuestión, se señala que al coincidir las revisiones tarifarias con la finalización de los períodos de gestión, una alteración negativa del VAD podría hacer disminuir el valor de venta de la concesión para el siguiente período, añadiendo un elemento de poder discrecional por parte del Estado.

iii. Precios y prácticas conservacionistas

El esquema de precios pareciera tener un elemento de inflexibilidad de manejo en la actividad de la distribución. La manera en que se determinan los precios en esta actividad no da lugar para que la empresa distribuidora pueda manejar la curva de carga (si bien ésta no presenta problemas estructurales importantes en Argentina) ya que hay poca posibilidad de maniobra por parte de los operadores privados en cuanto a la discriminación horaria de precios y en cuanto a los incentivos para incorporar innovaciones tecnológicas para la transmisión, en tiempo real, de señales pecuniarias a los consumidores. La misma crítica se hace extensiva a la falta de incentivos por parte del distribuidor de aconsejar a sus clientes acerca de métodos ahorradores de energía. Al respecto, los mismos directivos de las grandes distribuidoras de Buenos Aires señalan que si bien sus empresas son ajenas a los costos ocasionados por el pico en cuanto a capacidad de generación, no lo son en cuanto a la necesidad de incrementar la capacidad de la subtransmisión y de las estaciones de transformación debido a la mayor demanda registrada en las horas pico. Este elemento podría compensar el supuesto sesgo detectado en el esquema.

iv. La distribución en las provincias

Otro tema candente en el tema distribución viene dada por una cuestión de equidad en la regulación entre los distribuidores reconocidos como tal en el MEM. En particular, se plantea si las distribuidoras provinciales estarán sujetas a similares obligaciones y penalidades a la que están reguladas Edenor, Edesur y Edelap. De no ser así, se produciría un desbalance en los beneficios y los costos de contratación de las distribuidoras de

Buenos Aires con las del resto del país. Las distribuidoras provinciales tienen menores incentivos de recurrir a contratos a término en la medida que la regulación no les imponga penalidades igualmente severas por la falta de suministro y/o falta de calidad técnica en la prestación del servicio. Esto llevaría a prácticas discriminatorias en contra de las distribuidoras de la ex-SEGBA en el mercado de contratos a término, debido al sistema de racionamiento actual en casos de exceso de demanda en el SIN (racionamiento de tipo proporcional para la energía no contratada). Aquellas distribuidoras con contrato que tienen obligación de suministro sujeta a multas serían discriminadas por los generadores en el mercado a términos ya que éstos preferirían contratar con las distribuidoras que no están sujetas a cláusulas de garantía de suministro, evitando así que se les transfieran potenciales penalidades de aquellas distribuidoras sujetas a regulaciones con penalidades por falta de suministro. Estas diferencias responden en parte a la organización federal del país, ya que la Nación no tiene jurisdicción para interferir en la regulación de la actividad de distribución en las provincias. Como compensación a este desbalance, las distribuidoras de la ex-SEGBA cuentan con la ventaja de representar en conjunto a alrededor del 40% del volumen de energía eléctrica facturada en el país.

v. Criterios de racionamiento (cortes)

El uso del criterio proporcional para el racionamiento plantea además otras cuestiones económicas. Desde el punto de vista de esta disciplina el racionamiento es más eficiente cuando se lo realiza de acuerdo a la disposición a pagar de los consumidores, asignando primero la energía eléctrica a aquellos que están dispuestos a pagar más caro en ese momento. Si bien la identificación puntual de este tipo de consumidores en ese instante es virtualmente imposible, es conveniente tratar de realizar alguna aproximación para ajustarse a este principio. Por ejemplo, usando la categoría de consumidor como una variable *proxy*, se puede presumir que comerciantes e industriales están generalmente dispuestos a pagar más que las familias. Hay que reconocer, sin embargo, que en el esquema actual el anuncio previo de este tipo de prácticas podría provocar alguna reticencia desincentivo a celebrar contratos a término por parte de los consumidores que saben de antemano que tendrán preferencias en el racionamiento.

d. Surgimiento de nuevas inversiones

Anteriormente, los requerimientos de grandes capitales para las obras de expansión en transporte y en centrales hidroeléctricas de envergadura se canalizaban a través de los distintos fondos específicos del sector, creados por las leyes 17.574, 19.287 y 20.954.²⁴⁴ La nueva ley 24.065 deja sin efecto estos fondos, permitiendo sólo la existencia de uno que parcialmente puede destinarse para completar las inversiones de las obras ya iniciadas a la fecha de la puesta en vigencia de la ley.

Esto hace que algunos observadores hayan cuestionado la viabilidad del nuevo esquema pensando en la eventual falta de capitales para financiar grandes proyectos de inversión. Si bien algunos antecedentes históricos confirman a esta inquietud como válida, existen elementos contemporáneos que tienden a demostrar que la eventual restricción de crecimiento por falta de fondos de inversión no es tal. En primer lugar, varias de las empresas privatizadas cuentan con líneas de crédito importantes y han colocado obligaciones negociables (Edesur, papeles eurocomerciales por un valor de U\$S 180 millones, Polledo - Dock Sud, por U\$S 15 millones), facilidades de crédito extendidas (Edesur por \$ 90 millones), lo cual señalaría que hay fondos prestables disponibles para inversiones en el sector. Más importante aun es el sistema de regulación por incentivos elegido, que sin controlar ni especificar cuánto deberían invertir los privados, establece metas de calidad de servicio y obligación de suministro lo suficientemente rigurosas como para que las empresas privatizadas puedan descuidar el nivel de inversiones. La innovadora forma de subasta pública por el paquete mayoritario de acciones a cada finalización de los períodos de gestión aleja a su vez el miedo a la expropiación de activos por parte del Estado y el desaliento implícito a la inversión, que se ocasionaba en las concesiones del pasado. En tercer lugar, durante 1992 y parte de 1993, en la SE se solicitaron autori-

²⁴⁴ El Fondo Nacional de la Energía Eléctrica (FNEE) se alimentaba de un cargo del 5% sobre la venta de electricidad y se distribuía en un 80% para AyE y el resto para el Fondo Especial para el Desarrollo Eléctrico del Interior (FEDEI). El FEDEI, a su vez, recibía aportes del Fondo Nacional de la Energía (FNE), integrado por aportes de fondos de los combustibles derivados del petróleo y del impuesto del 10% sobre el gas natural. También existían otros dos fondos de afectaciones a obras específicas. El Fondo Chocón-Cerros Colorados-Alicopá (FCCC) cuyos ingresos surgían de un recargo del 5% sobre la venta de electricidad y el Fondo Nacional de Grandes Obras Eléctricas (FNGOE) integrado por similar recargo a la venta de electricidad más un impuesto del 5% al valor de los crudos procesados. Algunas provincias, a su vez, tenían sus propios fondos para el financiamiento de nuevos emprendimientos. Buenos Aires, por ejemplo, cobraba un recargo del 3% sobre las ventas de electricidad en su provincia para destinarlo al Fondo Especial de Grandes Obras Eléctricas Provinciales.

zaciones para la instalación de nuevas centrales térmicas por una potencia de chapa de 1200 MW, lo que equivale a casi un 8% de la potencia instalada actual.²⁴⁵ Esto de por sí refleja el interés de los privados de invertir en el sector de acuerdo a sus propias estimaciones sobre el crecimiento futuro de la demanda.

Dado el sobredimensionamiento actual de la capacidad instalada en el sistema argentino, cabría preguntarse el porqué de semejante interés de expansión de la oferta de potencia. Aquí hay también dos posibles respuestas: en primer lugar se trata de emprendimientos de módulos más chicos, y por ende más flexibles, y segundo, se trata de estimaciones de crecimiento de la demanda, precios futuros de los combustibles, tasas de descuento, etc., hecha por inversores privados bajo el riesgo de su propio capital, en expectativa de una rentabilidad futura. No se pretende significar que el carácter de capital privado de estos inversores sea equivalente a que las decisiones sean buenas y rentables. Pero bajo las condiciones del nuevo modelo serán ellos quienes corran con el riesgo de haberse equivocado en sus predicciones futuras y no la sociedad toda a través de las equivocaciones de sus empresas estatales, fruto de la decisión de sus propios cuadros o de la necesidad coyuntural del funcionario que busca algún rédito de tipo político inmediato, sin importarle demasiado las consecuencias futuras de sus decisiones.

e. Grandes usuarios

Otro de los aspectos que está ligado a la existencia de contratos, involucra al requerimiento de que los grandes usuarios contraten en el mercado a término al menos el 50% de su demanda prevista (y por un mínimo de 5 MW al mes) para ser considerado como agente del MEM. Cabe recordar que el reconocimiento de agente del MEM ha sido crucial para que estos consumidores industriales pierdan su condición de caudatarios de las distribuidoras en sus correspondientes áreas geográficas, ya que pueden optar por comprarle directamente a cualquier agente del MEM que esté vinculado al

²⁴⁵ Muchas de estas solicitudes corresponden a empresas petroleras cuya facilidad de acceso a bocas de gas natural les permiten visualizar la conveniencia de entrar en el negocio eléctrico al mejor estilo de los independent producers americanos. También los mismos grupos pertenecientes a la industria tienen interés de invertir. Los actuales propietarios de Central Puerto, por ejemplo, poseen un proyecto de instalación de una central turbogas de 350/370 MW en la región Comahue. La empresa Capex, asociada a Westinghouse International Service Co. anunció una inversión de US\$ 50 millones en una central térmica de 93 MW ubicada en Neuquén.

SIN.²⁴⁶ Sin embargo, la existencia del requisito de celebrar contratos para tener esta facultad de optar por comprar directamente en el MEM ha limitado esta posibilidad, aunque quizás esto sea otra manifestación característica de la etapa de transición. También puede aparecer como arbitrario el corte en el valor establecido de 5 MW mensual para entrar en esta categoría de consumidor.²⁴⁷ Esto trajo aparejado además la demora en la efectiva participación de AGUEERA (Asociación de Grandes Usuarios de la Energía Eléctrica de la República Argentina) en Cammesa, ya que su representatividad se ve limitada a unos pocos miembros. Atendiendo a estas situaciones, la SE autorizó a un régimen especial de abastecimiento para algunos grandes usuarios (diez casos) que eran atendidos por AyE (o por Hidronor) a través de una red de distribución troncal. Estos diez usuarios no podían celebrar contratos con sus abastecedores naturales por ser éstos estatales nacionales y fueron incluidos en una subcategoría llamada "grandes usuarios temporarios", los cuales están autorizados para vincularse directamente con las centrales (hidráulicas) de las cuales históricamente se han abastecido a un precio promedio de US\$ 30 por MWh por energía y US\$ 2,000 por MW (mes por cargo de potencia). Esta situación temporaria rige hasta mayo de 1994, condicionada a que los usuarios no hayan conseguido contratos con generadores privados. Pasada esa fecha deberán cumplir iguales requisitos que los restantes grandes usuarios para ser considerados agentes del MEM, pasando a depender de sus respectivas distribuidoras provinciales si no consiguen contratos directos.²⁴⁸

El resto de los grandes usuarios que eran previamente abastecidos por las empresas nacionales (principalmente AyE) pasaron a depender de las empresas provinciales. La cuestión tarifas constituyó inevitablemente un foco de conflicto en este traspaso, ya que AyE vendía a precios subsidiados y las provincias naturalmente no están dispuestas a absorber el costo del subsidio, ni las empresas electro-intensivas que gozaban de este

²⁴⁶ Si el vínculo de transporte del gran usuario pasa por instalaciones de una empresa distribuidora, ésta, según los principios de la ley 24.065, tiene la obligación de brindar acceso (cobrando los respectivos cargos por transporte) para que el consumidor pueda ser "abastecido" por un vendedor alternativo. El término abastecimiento en este contexto no significa que la energía eléctrica provenga físicamente desde el nodo del vendedor remoto. Lo importante es que el vendedor suministre al mercado la energía que tiene contratada con el gran usuario.

²⁴⁷ En Chile este valor está fijado en 2 MW al mes.

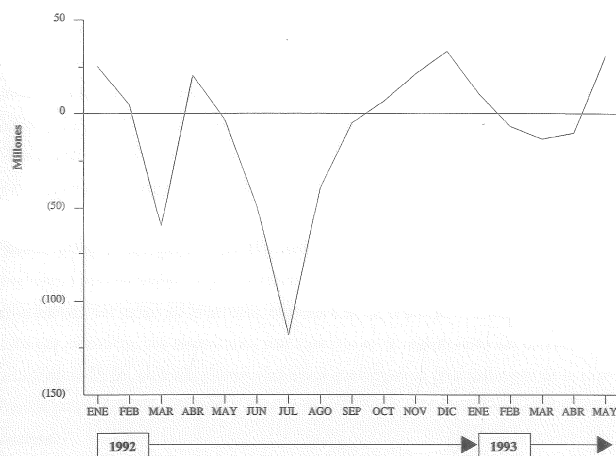
²⁴⁸ Resolución SE 67/93.

privilegio quieren ver estos beneficios recortados. Las empresas provinciales fueron invitadas a aplicar tarifas acordes a los criterios establecidos en la ley 24.065.

f. El Fondo de Estabilización

El Fondo de Estabilización se nutre de las diferencias entre el precio estacional (cobrado a los distribuidores) y el precio spot (pagado a los generadores) por la energía comercializada en el mercado spot. Durante gran parte de 1992 este Fondo dio resultados negativos, sólo recuperándose hacia finales de año (ver gráfico V-4) para arrojar un saldo negativo de \$ 189 millones. Una de las preguntas principales que surgen como consecuencia de la introducción de este mecanismo de estabilización derivado del uso de precios estacionales, es quién financia los resultados negativos que aparecen en este Fondo. Pues bien, durante la transición fue el Estado quien se hizo cargo y lo efectivizó a través de una autorización²⁴⁹ para usar el dinero de otro fondo (el Fondo de Excedentes), para financiar este mecanismo de estabilización. En el futuro, está aún pendiente la decisión sobre quién va a financiar este fondo (quizás tengan que ser los mismos actores de Cammesa, o bien se deberá recurrir al mercado financiero) ya que se entiende que el Fondo de Excedentes es sólo temporario. El Fondo de Excedentes se alimenta de la diferencia entre el precio spot y el precio pagado a los generadores estatales (CNEA, CTMSG, Hidronor SA hasta su privatización y eventualmente Yacypetá). Hay que recordar que los generadores estatales no pueden celebrar contratos, deben comercializar toda su energía en el mercado spot y, como se mencionara en el capítulo anterior, su remuneración está fijada por la SE.

GRAFICO V-4
Evolución del Fondo de Estabilización



Fuente: Cammesa (1992).

La preocupación sobre las magnitudes requeridas para el Fondo de Estabilización se agudizaron mientras se estudiaban las posibilidades de que los déficit generados por el mismo sean financiados con incrementos en el precio estacional. Para el período Mayo-Octubre de 1993, por ejemplo, ADEERA sostenía que esto representaba un encarecimiento del precio final de la electricidad de unos 8 mills/kWh.

²⁴⁹ Artículo 37 de la ley 24.065.

VI. Los desafíos futuros

A. El modelo argentino en función de la experiencia internacional

La transformación de la industria eléctrica argentina no es un hecho totalmente aislado a nivel internacional. Varios países han encarado reformas en sus sectores eléctricos, y los objetivos de la reestructuración en todos los casos se centran en la organización económico-institucional y en las ventajas de la introducción de la competencia como un elemento disciplinante que aumente la eficiencia global de la industria.

Como se verá en este capítulo, el diseño de la transformación argentina toma elementos positivos recogidos de las experiencias internacionales (principalmente Chile e Inglaterra) pero no limitó a ellos. En efecto, el esquema argentino expande, toda vez que la estructura del sector así lo permite, el alcance de las prácticas competitivas, la regulación por incentivos, los mecanismos participativos en la organización del despacho y la administración del mercado y otros elementos que surgieron principalmente de la experiencia propia recogida en quince años de manejo de un sistema interconectado a nivel nacional.

Si bien los cambios experimentados en el sector son irreversibles, no se puede afirmar que el esquema se encuentre totalmente consolidado. Los desafíos a la actual transformación del sector son presentados luego de las comparaciones internacionales, en este mismo capítulo.

1. Los cambios recientes en la industria a nivel mundial

La crisis del modelo tradicional sobre el cual estaba basada la estructura económica-institucional de la industria eléctrica golpeó a varios países del mundo, independientemente del sistema económico vigente. Fluctuaciones drásticas en el precio de los insumos, endeudamiento, altos costos financieros, sobrecapacidad instalada, falta de mantenimiento, distorsiones en los incentivos regulatorios, etc., son algunos de los elementos comunes compartidos por varias industrias eléctricas a nivel internacional.

Las reformas encaradas tienen variado alcance de desarrollo. En algunos se está en etapas de consolidación (Chile, Estados Unidos), otros de transición (Inglaterra, Ar-

gentina, Escocia, Irlanda del Norte, Holanda, Bélgica, Suecia y Portugal), y la mayoría en estado de gestación (España, Nueva Zelandia, Australia, Sudáfrica, entre otros). Es interesante notar que existen diferencias de enfoque en las reformas encaradas por los mismos, ya que el grado de desregulación y reordenamiento institucional introducido varía bastante, quizás respondiendo a las características físicas y geográficas propias de cada una de las redes, a la relación inicial de poder entre los actores involucrados, y al grado de profundidad de la crisis que motivaron las reformas. En lo que sigue se describen brevemente los puntos esenciales de las reformas a la organización económica del sector en algunos países seleccionados, para que luego el lector pueda brevemente comparar e identificar las peculiaridades del esquema argentino.

Como ayuda para una ligera información de tipo comparativa sobre los niveles de precios de la electricidad a nivel internacional, y en especial de los países bajo análisis, el cuadro VI-1 muestra comparaciones de precios promedios finales a consumidores residenciales.

a. Chile

En el país vecino se consideró a las transacciones de energía eléctrica como una actividad económica más, sujeta a las mismas fuerzas que condicionan el desarrollo de otros sectores: maximización de utilidades en un ambiente de competencia y regulación eficiente en el caso de existencia efectiva de monopolio natural.

El rol normativo y coordinador quedó radicado en la Comisión Nacional de Energía, (CNE) organismo descentralizado y de estructura interministerial, creado en 1978, en la creencia que en este sector se requiere un alto grado de coordinación entre las distintas áreas de gobierno. Participan Economía, Minería, Planificación Nacional, Defensa y la Secretaría de la Presidencia.

Las empresas del Estado que comenzaron a ser estructuradas como SA, fueron controladas por la Corporación de Fomento de la Producción (CORFO), que actuó como *holding*, sin desarrollar funciones normativas pero sí de control, reorganización y privatización. Esta última comenzó con la venta de acciones a precios bajos mediante adelantos por indemnización de años al servicio. Esto quizás fue un intento de dar claras señales de no reversión en el proceso de privatización.

CUADRO VI-1
Precio medio energía eléctrica
(categoría residencial)
(U\$/kWh)

País	Residencial 100 KWh
Alemania Federal	20.6
Bélgica	19.6
Japón	19.2
España	15.7
Austria	14.6
Francia	14.4
Reino Unido	14.0
Argentina	14.0
Suiza	12.8
Países Bajos	12.5
Portugal	12.4
Canadá	11.9
Italia	10.3
Grecia	9.4
Suecia	8.7
Brasil	8.6
Marruecos	6.7
Uruguay	6.5
Bolivia	5.0
Paraguay	4.3
Costa Rica	4.2
México	4.1
Colombia	2.6
Ecuador	2.0
Venezuela	1.6
Perú	0.5

Obs: -Valores con impuestos.
-Actualizado a junio de 1990

Fuentes:
- Sistema de Información Económico Energético de la
Organización Latinoamericana de Energía (SIEE - OLADE)
(Fecha encuesta junio de 1990).

Antes de 1980, el sector eléctrico se caracterizaba por estar verticalmente integrado y con un sistema de precios basados en contabilidad y vulnerables a presiones políticas. Con la reestructuración de principios de esa década, se separaron las actividades de generación y distribución. Se creó además el Centro de Despacho de Cargas, integrado por generadores y regulado por ley.²⁵⁰ La legislación no impide la integración vertical, sin embargo las actividades de generación y transporte son ejercidas por empresas distintas de aquellas que efectúan las actividades de distribución. Se exceptúan de lo anterior las dos empresas totalmente integradas que operan en los sistemas eléctricos del sur del país.

En la actividad de generación existe libre entrada, no hacen falta concesiones. No existe la obligación de oferta, depende del mercado. Hay once compañías de generación importantes en Chile, aunque tres de ellas, Endesa, Chilgener y Colbún SA, producen el 85% de la energía generada en el Sistema Interconectado Central en 1989.²⁵¹ El despacho está coordinado por el CDEC, entidad formada por las tres grandes empresas generadoras antes mencionadas. Este organismo planifica la operación del sistema, despacha las centrales por mérito de costos y determina el costo marginal de corto plazo. Existen además autoproductores no interconectados a la red.

En el transporte no existe monopolio legal, pero cuando una línea utiliza bienes nacionales de uso público o bien se ha instalado imponiendo servidumbres de paso a particulares, se debe aceptar que terceros la utilicen, pagando los peajes en la forma que determina la ley, respondiendo a un criterio que intenta cubrir los costos medios de acceso.

La distribución se rige por sistemas de concesiones otorgadas en procesos licitatorios abiertos. Las tarifas son reguladas por la CNE y aprobadas por el Ministro de Economía, basados en los costos marginales de corto y largo plazo para energía y potencia respectivamente. Las distribuidoras tienen la obligación de suministrar cuando exista la demanda, aunque pueden pedir contribuciones a los clientes cuando se trata de conexiones nuevas. Estas contribuciones pueden ser reembolsadas en la forma de acciones, bonos, energía eléctrica, o cualquier otra forma de repago pactada.

²⁵⁰ Estas consideraciones se encuentran claramente detalladas en la Ley General de Servicios Eléctricos (1982).

²⁵¹ Chile tiene cuatro sistemas interconectados: El Central (SIC), el Norte Grande (SING), AYSÉN, y el de Punta Arenas. El SIC representaba el 93% del total de la electricidad consumida en 1989, sirviendo al 91.6 % de la población total.

Luego de efectuada la privatización, se inició un proceso de planificación indicativa, bajo un sistema de precios libres en condiciones de competencia, o bien bajo el criterio de igualar precios con costos marginales ante la presencia de monopolio natural. Para la expansión de la capacidad de generación, las empresas compiten por la aprobación de la agencia reguladora, quien selecciona proyectos de acuerdo a los programas de inversión de menor costo.

Según Hachette y Lüders (1992) en la regulación se aplicó el concepto de "competencia de criterio". El mismo sostiene que bajo información asimétrica, cuando un principal tiene muchos agentes, el esquema de incentivos adecuado es la creación de un ambiente en donde las recompensas de cada agente dependa del desempeño del resto.

i. Rol normativo y regulador vs. rol empresarial

Desde el punto de vista institucional, la política aplicada ha separado claramente los roles normativos y empresarial del Estado en el sector. Este aspecto es indispensable para lograr eficiencia en el desarrollo de las empresas estatales, cuyos objetivos deben ser netamente empresariales, y para posibilitar la participación privada en el sector.

A continuación en el cuadro VI-2 se indican los organismos que actúan a nivel normativo y regulador en el sector y las funciones básicas de cada uno:

CUADRO VI-2:
Instituciones de regulación en el sector eléctrico de Chile

CNE	Estudio y proposición de leyes y reglamentos. Planificación indicativa y coordinación de grandes inversiones. Formulación de la política de precios y cálculo de precios
Ministerio de Economía	Dictar normas sobre electricidad y combustibles. Fijación de precios regulados propuestos por la CNE.
Ministerio de Minería	Representación del Estado en contratos de operación petrolera.
Oficina de Planificación Nacional	Control de inversiones de empresas estatales.
Superintendencia de Electricidad y Combustible	Fiscalización de empresas eléctricas. Control de seguridad de instalaciones y calidad de combustibles.

Fuente: Elaboración propia

El único organismo encargado de las funciones empresariales es la Corporación de Fomento de la Producción (CORFO), la cual mantiene el *holding* de las empresas estatales del área, controla la gestión de las empresas a su cargo y elabora políticas específicas tendientes a la descentralización y privatización de empresas estatales del área.

ii. Fijación de precios

Acerca de los precios, se creó un sistema de transferencia entre generadores, transportistas y distribuidores claramente estipulado:

- Precio de transferencia entre generadores: basado en el costo marginal de corto plazo de la generación y libres en el caso de venta de energía a usuarios finales (> 2 MW).
- Establecimiento de un sistema de peajes para el uso compartido del transporte. Los cargos de transporte están basados en el costo marginal de corto plazo, o en el costo incremental medio, o negociados entre partes.
- Precio de venta del generador al distribuidor: promedio de los costos marginales de corto plazo del generador más los costos marginales de transmisión.
- Precio al público: es el precio de nudo más el costo marginal de largo plazo del distribuidor (tomado de una empresa modelo) más un mar-

gen estándar.²⁵² CNE revisa el costo de la distribución cada cuatro años.

iii. Evaluación de la experiencia chilena

Galal (1992) evaluó el impacto distribucional sobre el bienestar económico de dos privatizaciones de las empresas del sector, Chilgener y Enersis (*holding* que controla la distribución en Santiago). Los resultados más relevantes de este estudio mostraron lo siguiente:

- Chilgener cambió la estructura máxima gerencial y, entre otros elementos, el consumo de carbón por GWh disminuyó en forma drástica.
- Chilgener aumentó su productividad y sus beneficios después de la privatización.
- Chilgener permitió a sus trabajadores participar de los beneficios de la empresa a través de un programa que ligaba compensaciones con performance individual.
- Enersis también incrementó sus beneficios, en gran parte debido a la reducción de pérdidas por robo, a la diversificación de su producción y al aumento de las inversiones en actividades no operativas.
- Los beneficios de la privatización de Enersis se compartieron entre los nuevos accionistas y los clientes regulares, quienes vieron bajar sus tarifas debido a las reducciones de pérdidas. Aquellos consumidores que no pagaban su energía eléctrica resultaron lógicamente perjudicados.

b. Inglaterra

El ejemplo de desregulación, privatización y reordenamiento institucional inglés es sin duda el más difundido internacionalmente. En Inglaterra se procuró introducir competencia mediante la separación de las actividades de generación, transporte y distribución, a lo que se agrega la figura de agentes intermediarios que pueden comprar y vender energía eléctrica libremente en el mercado. Dentro del contexto inglés, la reorganización de la industria eléctrica comenzó recién a finales de los ochenta, con posterioridad a los reordenamientos acaecidos en otros sectores claves de su economía.

²⁵² El costo marginal de largo plazo incluye tres elementos: el costo de inversión, operación y mantenimiento; el costo de administración, cobranza y otros gastos ligados a la relación con clientes; y las pérdidas de electricidad.

Antes de la reforma, el sector estaba organizado en forma centralizada, con la Central Electricity Generating Board (CEGB) a cargo de prácticamente toda la generación y la red nacional de transporte. Convivían las Area Electricity Boards, que actuaban como distribuidoras mediante un monopolio local bajo franquicia. Algunos grandes usuarios tenían la opción de comprar energía eléctrica directamente al CEGB de acuerdo con una tarifa de suministro mayorista (*bulk supply tariff*) calculada en base a la forma tradicional de recupero de costos, incluyendo una tasa de retorno sobre el capital. Las tareas de coordinación del sistema estaban a cargo del Electricity Council.

En 1988, el gobierno publica un "White Paper" en el que se exponen los principios y objetivos que constituyeron la base de la propuesta sobre reestructuración y privatización del sector. La reestructuración consistió en separar la generación, el transporte y la distribución, permitiendo además la entrada de empresas en la etapa de generación.

i. Separación de actividades

El CEGB se reorganizó para dar lugar a la siguiente estructura sectorial:

1. Tres compañías competitivas de generación: La Nuclear Electric, la National Power y Powergen, todas otorgadas en licencia y prácticamente desreguladas. Las plantas de origen nuclear e hidroeléctrico seguirán en manos del Estado por ser consideradas actividades concernientes a la seguridad nacional. La National Power y PowerGen son privadas, sujetas a un régimen de concesión.

2. Doce empresas privadas de distribución local llamadas "Public Electricity Suppliers" (PES), surgidas de las Regional Area Boards, que suministran energía eléctrica en áreas que están interconectadas a la red de transporte nacional. Poseen una concesión que se extiende inicialmente por treinta y cinco años. Existe además la posibilidad de que una distribuidora abastezca a grandes consumos de otra área y de que se convierta en productor independiente, pero su sistema de distribución debe quedar disponible a todos los grandes usuarios con bases no discriminatorias.

3. La National Grid Company (NGC), fuertemente regulada, posee la red nacional del transporte y las estaciones de transformación bajo una licencia de operación. La NGC es de propiedad conjunta de las doce empresas de distribución (PES), pero sometida a un estatuto que procura garantizar su independencia en el desarrollo de sus funciones. La NGC determina los precios del sistema, el costo de la energía no suministrada y el despacho teórico, sin restricciones, con el fin de calcular los precios y cantidades de energía y potencia puestas a disposición del

sistema. Luego, con información en tiempo real, calcula el despacho definitivo, teniendo en cuenta las limitaciones del transporte y compensando a los generadores por cualquier costo o beneficio surgido de la divergencia entre el despacho ex-ante y el realizado.

4. Un ente regulador, la Office of Electricity Regulation (OFFER) encabezado por un director general de suministro de electricidad (DGES), encargado de definir las revisiones tarifarias quinquenales para las PES y la NGC y de otorgar licencias, previo consentimiento gubernamental y de la Monopolies and Merger Commission (Comisión de Monopolios y Fusiones).

5. El Electricity Council es abolido.

ii. El manejo del "pool"

El *pool* o mercado inglés comprende físicamente a Inglaterra y Gales, aunque está también abierto a la importación de electricidad proveniente de Francia y de Escocia. El *pool* reconoce miembros y agentes participantes.²⁵³ Miembros son aquellos generadores, distribuidores e intermediarios que comercializan energía eléctrica en el mercado. Los agentes participantes (*pool parties*) son organizaciones que esperan llegar a ser miembros o parte de la NGC, encargada del despacho y la operación del *pool*. Se destacan como agentes participantes National Grid Settlements Ltd., a cargo del sistema que calcula los precios y pagos surgidos de los acuerdos pactados a través del mercado; y Energy Pool Funds Administrator Ltd, el administrador de los fondos del *pool*. El control de este último finalmente yace en manos de los miembros, quienes eligen al comité ejecutivo formado por cinco generadores y cinco representantes de los distribuidores e intermediarios.

Los precios se determinan cada media hora en un proceso donde se programa un despacho óptimo, sin restricciones, en orden de mérito de acuerdo al precio (puesto en el mercado) ofrecido por los generadores u oferentes. El precio resultante de este escenario sin restricciones se denomina *pool purchase price*, que es un precio único formado por el precio marginal de la energía del sistema más un componente de precio por capacidad calculado en base a la probabilidad de pérdidas de carga. El precio realizado (ajustado por las eventuales diferencias con el despacho óptimo) se denomina *Pooling Selling Price*. Las diferencias entre los dos precios (*purchase vs. selling*) se llama *uplift* y pasa a un

²⁵³ Existen una treintena de miembros.

sistema de compensaciones cuyo *clearing* se realiza veintiocho días después del día de la transacción.

El *pool* ha permitido que numerosos consumidores elijan de quienes realizar sus compras de energía y potencia. Los grandes usuarios son libres de contratar con generadores locales o distantes. Hasta 1994 cada PES tendrá derechos monopólicos en las ofertas de electricidad con demandas menores a 1 MW. A partir de esa fecha los consumidores con demanda mensual mayor a 100 kW podrán elegir de quién abastecerse en forma libre. En 1998 se pretende que la competencia sea total.

iii. Regulación

La oferta eléctrica está bastante concentrada en los tres generadores principales arriba mencionados, y la entrada de generadores independientes está limitada a través de franquicias.

Las PES deben reportar indicadores de performance que hacen a la calidad de servicio. Tanto las PES como la NGC están obligadas a permitir, por las condiciones de las licencias, el acceso libre a sus redes. Existen además otras condiciones impuestas por las licencias:

- a. Prohibición de los subsidios cruzados por parte de las PES y de la NGC.
- b. Prohibición de discriminación de precios en contratos de venta de los generadores.
- c. Límites en la capacidad de generación a las que las PES pueden acceder (tope máximo de alrededor del 15% de su propia potencia demandada).²⁵⁴
- d. Prohibición de que la NGC participe en la generación.
- e. Límite a la proporción de demanda de las PES a ser abastecida por PowerGen y National Power.²⁵⁵

²⁵⁴ El DGES puede eventualmente autorizar incrementos en este tope.

²⁵⁵ Combinado para las dos empresas, el porcentaje no debe superar el 15% hasta marzo de 1994, y 25% hasta marzo de 1998, fecha a partir de la cual se suspenderán estas restricciones.

El gobierno inglés ha mantenido acciones especiales sin derecho a voto en cada PES, en NGC, en National Power y en PowerGen. También se han incluido previsiones al control accionario del siguiente tipo:

- a. Prohibición a cualquier persona física de poseer el 15% o más de los derechos de voto en cada una de las compañías arriba mencionadas.
- b. Se restringe la emisión de acciones con derecho a voto, que sean distintas de las acciones ordinarias de estas empresas.
- c. Se restringen las variaciones de los derechos de votos para todas las acciones.

El sistema de regulación y la operación de los mecanismos regulatorios de precios (RPI-X para las empresas de distribución y transporte²⁵⁶), serán controlados por OF-FER. Las licencias son elaboradas por la Secretary of State for Energy o por el DGES, de acuerdo a la autoridad general dada por esta Secretaría de Estado. Los términos de una licencia podrían ser modificados si la Monopolies and Mergers Commission (MMC) considera que la misma es de interés público.

El nuevo esquema propuesto en Inglaterra genera algunos interrogantes en cuanto al grado de diversificación de la oferta (National Power y PowerGen juntas poseen el 80% de la capacidad del sistema), a las posibles prácticas anticompetitivas y a la materialización de nuevas inversiones en capacidad a través del sistema de precios vigente.

c. Escocia

El gobierno vendió sus empresas Scottish Power y Scottish Hydro-Electric en junio de 1991, mientras que la Scottish Nuclear Limited seguirá en manos del Estado.

El Estado ha mantenido acciones especiales sin derecho a voto en la Scottish Power y la Scottish Hydro-Electric. Estas privatizaciones incluyen similares previsiones al sistema inglés en cuanto a los temas propiedad y control accionario.

Antes de la privatización, la industria se encontraba verticalmente integrada, siendo las diversas juntas (*boards*) las responsables de la generación, transmisión y dis-

²⁵⁶ Para el primer período tarifario que va hasta 1995, el parámetro X en la distribución varía de cero a -2.5, con lo cual la fórmula se convierte en un RPI o RPI+X, respectivamente.

tribución de electricidad. La North of Scotland Hydro Electricity Board (Hydro Board) operó en Highlands y Islands y la South of Scotland Electricity Board (SSEB) en las Lowlands y Borders. La SSEB poseía las plantas nucleares y de combustibles fósiles y la Hydro Board generaba con un mix de hidro y plantas de combustibles fósiles. Las dos juntas cooperaban estrechamente en el uso de las plantas de generación para asegurar la demanda al menor costo.

En marzo de 1990, la SSEB y la Hydro Board fueron reemplazadas por la Scottish Power and Scottish Hydro Electric. Las dos compañías mantienen la integración vertical y tienen licencias como generadoras, transmisoras y distribuidoras. Ambas empresas podrán además competir en Inglaterra. Las plantas nucleares fueron transferidas a la Scottish Nuclear Limited.

El escenario regulatorio es similar al aplicado en Inglaterra. Los consumidores están protegidos por la regulación en la transmisión, distribución y en los cargos de oferta. La estructura de la regulación de precios es similar a la inglesa, se aplican controles del tipo RPI-X en las tres actividades en forma separada. Sin embargo, existen algunas diferencias: en Inglaterra los consumidores (menores a 1 MW) estarán sujetos a un control de precios subsidiario por tres años, el cual limita el máximo cambio permitido en el cargo promedio por kWh para estos consumidores con respecto al cambio anual en el RPI. En Escocia, este control no expira luego de los tres años. Otra diferencia resulta que en Inglaterra la fórmula de control de precios para las cargas de distribución de las compañías regionales eléctricas resultaron en la práctica como RPI+X. Con esta fórmula se permiten incrementos en las tarifas de distribución por encima del índice inflacionario. En el caso de Escocia, la fórmula para transmisión, distribución y oferta es expresada como RPI-X. Los incrementos permitidos en las tarifas estarán por debajo de la tasa de inflación. Los requerimientos de información acerca de los indicadores de performance son similares al inglés.

d. Irlanda del Norte

La industria eléctrica se encontraba, hasta marzo de 1992, verticalmente integrada, con actividades de generación, transmisión y distribución, en manos de una sola compañía: la Northern Ireland Electricity (NIE). A partir de abril de 1992, las unidades de generación pasaron a ser adquiridas y controladas por tres compañías separadas.²⁵⁷ El resto de la NIE se

piensa reorganizar más adelante. Existirán licencias para la transmisión y regulación de precios de las actividades de generación, transmisión y distribución (estas últimas dos juntas).

Bajo los actuales acuerdos regulatorios y comerciales, los generadores deben vender su producción al llamado Power Procurement Business, ente de la NIE, el cual luego ofrece la energía a una determinada tarifa mayorista (*Bulk Supply Tariff*), disponible para todos los distribuidores y otros compradores.

Muchos de los aspectos regulatorios de Inglaterra serán aplicados a la NIE. Las licencias y los acuerdos de compra de energía para uso comercial también permiten al nuevo Director of Electricity Supply (Northern Ireland) revisar y controlar el rol de los requerimientos comerciales de energía de la NIE como comprador monopsónico de la generación de energía eléctrica y la conformación de contratos alternativos.

e. Estados Unidos

Durante décadas, la industria eléctrica prosperó bajo el modelo tradicional de regulación. En este esquema, la mayor parte de la oferta era producida por empresas privadas de servicios públicos (Investor Owned Utilities, IOU), integradas verticalmente a las que se les otorgaba una concesión exclusiva sobre un territorio, teniendo como obligaciones la del suministro con sus clientes (minoristas y mayoristas) y la de aceptar la regulación financiera y de precios tanto a nivel federal como estatal.

En 1978, la Public Utility Regulatory Policy Act (PURPA), autorizó al Federal Energy Regulatory Commission (FERC) a establecer reglas para promover las pequeñas plantas de generación (no más de 80 MW) y plantas de cogeneración. El resultado de todo ello fue una dinamización de la oferta que excedió las expectativas iniciales. A su vez, la FERC tiene a su cargo la regulación del transporte y el estímulo al crecimiento de los generadores independientes.²⁵⁸

La regulación del sector está dividida según la jurisdicción gubernamental. A nivel federal, la Public Utility Holding Company Act (PUHCA de 1935), es la ley que obliga a todas las compañías de *holding* público a registrarse con la Securities and Exchange Commission (SEC), entendiéndose por *holding* a aquellas compañías que directa o indirectamente poseen o controlan el 10% o más de las acciones con derecho a voto en el

²⁵⁷ Se incluyeron contratos de ventas de energía eléctrica a largo plazo.

²⁵⁸ Notices of Proposed Rule-Making (1988).

mercado eléctrico o en la distribución de gas. A partir de PURPA se ha demostrado que la competencia en los mercados mayoristas de energía eléctrica es factible, y que no tiene ningún sentido mantener los estrechos cauces que la PUHCA estableció para las empresas eléctricas. Los poderes monopólicos de las IOU se han debilitado ante la aparición de generadores independientes, aunque la producción de estos últimos todavía es comercializada a través de un sistema de transmisión y distribución gestionado por las IOU. La SEC controla la integridad financiera, la operación de los contratos, dividendos, solicita información, controla las adquisiciones de acciones en cualquier negocio, etc. En síntesis, regula las actividades de los productores independientes.²⁵⁹

A nivel estatal, cada jurisdicción establece reglas para la entrada (distintas en cada estado), crea incentivos para la reducción de costos y compatibiliza la competencia con los objetivos ambientales. Cabe mencionar que existe una marcada independencia de los estados en fijar la política de desarrollo del mercado.

Los temas relacionados al acceso de las redes de transporte, régimen de precios e inversiones, integración de los productores independientes a la red y fusiones requieren coordinación de los entes federales con los estatales. El acceso a la red de transporte es un elemento clave para permitir nuevos participantes al mercado en igualdad de condiciones de competencia. No es claro cuál debe ser el ámbito normativo para la regulación de esta actividad. Por un lado, los entes estatales tienen plena competencia sobre la certificación de necesidad y sobre la localización de las instalaciones de transporte en sus jurisdicciones. El FERC, por su parte, puede intervenir en la fijación de precios del transporte. La falta de coordinación entre estos dos niveles de organismos de regulación estaría atentando contra el buen funcionamiento del sistema.²⁶⁰

Es interesante mencionar las propuestas sugeridas por la National Energy Strategy para la obtención de mayor libertad de acceso a las instalaciones del transporte. Se proponen tres alternativas:

- a. Dejar librado a los agentes del mercado la elección de los mecanismos para resolver los conflictos suscitados en esta actividad.

²⁵⁹ Actualmente se intenta dar mayor flexibilidad a los productores independientes, debido a quejas emanadas de estos últimos.

²⁶⁰ Por ejemplo, por más que las agencias estatales certifiquen y sitúen instalaciones en forma correcta de acuerdo a sus procedimientos para la autorización de inversiones, éstas se pueden sub o sobredimensionar si el FERC no proporciona los incentivos adecuados mediante la fijación de precios en esta actividad.

- b. Permitir que el gobierno promueva la cooperación entre autoridades federales y estatales en materia de regulación del transporte.

- c. Hacer que el FERC y el Department of Energy revisen sus poderes en la actividad del transporte y desarrollen programas globales para regir su utilización.

Cabe recordar que el problema de la congestión de las redes de transporte es una de las mayores preocupaciones del sector.

f. Nueva Zelanda

La intención primera fue la de desregular y reorganizar las entidades gubernamentales, incluyendo la generación y el transporte de energía eléctrica. En 1986 se transforma la dependencia administrativa estatal, Electricity Division, en una sociedad anónima. Así, el monopolio de generación y transporte pasaría a llamarse Electricorp, la cual se diseñó en bases corporativas y en manos del gobierno pero sujeta a restricciones legales en la toma de decisiones, incluso de precios. Cabe mencionar que Electricorp posee la generación y el transporte de alto voltaje. La distribución está en proceso de privatización en manos de los gobiernos municipales, donde anteriormente existían franquicias monopólicas. Cabe acotar que tanto Electricorp como las distribuidoras privatizadas están sujetas al estatuto *antitrust*.

La intención de fragmentar la industria en dos, sin embargo, se ve entorpecida debido a que Electricorp, además de poseer la generación y transporte, tiene a su cargo la distribución de bajo voltaje, obteniéndose así una absoluta integración vertical.

Electricorp no tiene regulación de precios. Los precios deben ser consistentes con la tasa de retorno declarada (comercial), teniendo como techo sólo las situaciones de sobrepaso de la tasa de retorno fijada.

Los precios del transporte son de difícil cálculo, ya que se quieren aplicar criterios marginalistas. Se piensa que se deberían cubrir los costos de transporte y los costos de capacidad, pero ante una demanda desconocida (ya que no se lleva un banco de datos apropiado), los costos marginales deben incorporar una medida del valor sombra de la capacidad, difíciles de estimar debido a que todos los componentes de la red de transporte son interdependientes.

Las condiciones de entrada por parte de los generadores y la forma de adhesión a la red de transporte sigue sin precisiones en Nueva Zelandia. Bajo estas condiciones, las sutiles intenciones de generar mayores oportunidades no parecen constituir actualmente un escenario plausible de éxito sostenible.

g. España

España constituye una experiencia particular donde la separación de actividades se produce en un marco de acentuada organización centralizada del sector. Con anterioridad a 1985, la coordinación y optimización del sistema eléctrico español estaba basada en el común acuerdo entre empresas. Pese a que existían autoridades encargadas de suministrar pautas sectoriales, las decisiones cruciales de producción y acceso a la red eran tomadas por las mismas empresas.

A partir de 1984-85 se impuso la idea de que la optimización global del sistema no era igual a la suma de los óptimos de cada empresa, por lo que se comenzó a hablar de una dirección centralizada. Una ley de 1984²⁶¹ declara servicio público de titularidad estatal la explotación unificada del Sistema Eléctrico Nacional a través de las redes de alta tensión, excluyendo a los generadores y a los distribuidores en instalaciones de media y baja tensión.

Con la red de alta tensión estatizada, se rompen las unidades patrimoniales que formaban hasta ese entonces las Grandes Empresas Eléctricas del Sistema, pasando la generación y distribución a ser actividades separadas sujetas a regulación. Es aquí donde irrumpe REDESA como titular de dicha función, con enormes facultades de dirección y control sobre las empresas. El organismo es supervisado y controlado por una delegación del gobierno con derecho de veto. En 1987, con la aprobación del Marco Legal Estable, se termina afianzando el sistema centralizado con un régimen de control estricto en manos de REDESA, el cual determina la actividad de cada central, con la posibilidad de modificar los despachos técnicos de cada empresa. El objeto de la intervención de REDESA es la optimización de la explotación del sistema, el destino de su producción y la definición de remuneraciones. Estas últimas se calculan en función de estimaciones oficiales de costos estándares y de las directrices de la política nacional, las cuales son elabo-

radas por el Ministerio de Industria, el INI y ENDESA, empresa pública de electricidad y uno de los socios dominantes de REDESA. Nótese la absoluta identificación entre la función reguladora y la función empresarial.

En este contexto, las empresas dejan de ser libres y se convierten en gestores de sus propias instalaciones, en agentes de un ente nacional al servicio eléctrico, cuyo órgano rector es REDESA. El sector eléctrico privado fue víctima de un continuo deterioro a cargo del sector público, que reunió en una sola mano el poder de regulación, la dirección de la explotación unificada y la gestión directa y privilegiada de uno de sus operadores, ENDESA. La gestión centralizada empobreció el régimen de incentivos. Los posibles errores en la programación de inversiones en generación son soportados por el conjunto, con cargo a los aciertos de los demás (de existir) o mediante incrementos en las tarifas. En este marco, lo importante no es trabajar eficientemente (porque el mercado no lo premiará), sino llevarse bien con la Administración, que a cada empresa se le reconozca el valor de sus plantas, inversiones, costos y se le otorgue compensaciones.

Ante la necesidad de producir cambios, España estaba comenzando a principios de los noventa a esbozar un reordenamiento para el sector. A diferencia del Reino Unido y de los países del Cono Sur, el proceso es tímido en cuanto a su alcance y no muy claro en cuanto al perfil buscado. Por un lado, se intenta la separación jurídica de producción y distribución mediante la generalización de un nuevo modelo horizontal que acabe con el tradicional modelo vertical en el sector privado. Por otra parte, se pretendería que la generación quede en manos de un máximo de tres empresas productoras, y se mantiene la gestión de REDESA en manos estatales y el marco legal estable de la tarifa eléctrica. La transformación en España es una materia pendiente aún y quizás los aires integracionistas propulsados desde la CEE influyan en la configuración económica-institucional final de su sector eléctrico.

h. Sudáfrica

Originariamente la generación estaba a cargo de la Electricity Supply Commission (Escom) estructurada en bases corporativas. En 1948, Escom toma la Victoria Falls y la Transvaal Power Company, quedando la generación y el transporte como un monopolio público. Escom se describe a sí misma como operando estrictamente en líneas comerciales, fuera de todo control político. Sin embargo su tarificación siempre intentó que

²⁶¹ Ley 48.

la energía eléctrica fuera barata en un intento de mantener el crecimiento de la economía.

En 1985, se intenta reestructurar Escom, creando la Electricity Council (interministerial y carente de capacidad de investigación económica y técnica) que determinará la política y objetivos de Escom. Así, esta última se transforma en una sociedad anónima operando bajo una especial legislación, no sujeta a la Companies Act (ley de sociedades) y exenta de impuestos.

Muchos de los problemas anteriores de Escom no han sido solucionados por este cambio de status legal. La empresa continúa operando como una institución generadora de *apartheid*, sirviendo a los intereses de los blancos, inhibiendo la inversión en el desarrollo de infraestructura para los negros. La Electricity Council, por su parte, sigue fuertemente interesado en energía eléctrica barata, ya que la mayoría de sus integrantes son propietarios de minas de oro y de fincas. La regulación vigente prevé que Escom está autorizado a ajustar tarifas cuando genera pérdidas y a recompensar a usuarios si tiene ganancias. Su autonomía está seriamente limitada por la imposición del requerimiento de resultado operativo nulo.

Las instituciones que ejercen directa o indirectamente control regulatorio se encuentran estructuradas en un complejo e ineficiente esquema, en donde la Electricity Control Board²⁶² mantiene la supervisión de la oferta de electricidad y determina los precios y las condiciones en que esa energía eléctrica puede ser distribuida bajo licencia en las áreas que están fuera de las jurisdicciones municipales. Acerca de las tarifas fijadas por Escom, la Electricity Control Board puede motivar modificaciones si las considera injustas, bajo la forma de un lento proceso burocrático.

En 1991, la reorganización llevó a que de doce áreas de distribución se pasara a cinco, con una fuerte reducción en la fuerza laboral y reestructuración gerencial. En el mismo año, Escom anuncia una reducción del precio real de la electricidad del orden del 20%, a implementarse en un lapso de cinco años. Esto refleja una especie de contrato social, bajo el cual Escom fija la tarifa e intenta inducir incrementos en la productividad interna para mantenerse rentable.

²⁶² Organismo separado de la Electricity Supply Commission que tiene dentro de sus funciones la de otorgar las futuras licencias de oferta de electricidad y de mediar posibles disputas en dicho segmento del mercado.

i. Alemania

Sin duda este país constituye un caso atípico dentro de la experiencia mundial. El texto legal que ampara el funcionamiento de la industria es de larga data.²⁶³ Existen someros esbozos de las obligaciones y derechos de las empresas eléctricas, las cuales funcionan en un régimen de "libertad de pactos" que se ha demostrado bastante razonable y eficaz.

El sistema eléctrico está formado por cientos de empresas, públicas, privadas y mixtas, bajo la supervisión tanto del gobierno federal como de las provincias. Pero esta cifra tan numerosa de empresas resulta engañosa por el alto grado de concentración empresarial en la generación y el transporte. Acerca de las empresas pueden distinguirse tres niveles:

1. Ocho empresas federales o interregionales, que son las que poseen la Red de Interconexión.
2. Empresas regionales intermediarias entre las federales y los usuarios finales o las empresas locales de suministro.
3. Empresas municipales, que son las que poseen no sólo la distribución de la electricidad, pero en numerosas ocasiones otros servicios como agua, gas, teléfonos, etc.

No existe un centro de decisión centralizado, pero sí una coordinación de las ocho propietarias de la red, que acuerdan la entrada en funcionamiento de los distintos grupos generadores según las necesidades. El acceso a la red de interconexión es completo, en un régimen de acuerdos horizontales más que de derechos de acceso vinculantes. El sistema funciona correctamente, es considerablemente desregulado y con leyes que sólo amparan lo esencial: información, control de las inversiones, autorización de las actividades de suministro, medidas para asegurar la prestación obligatoria y revocación de las autorizaciones en caso de incumplimiento. Todo ello acompañado de una legislación *antitrust* (1980) que ha impuesto una limitación temporal a las concesiones en la distribución.²⁶⁴

²⁶³ Ley de la Energía de 1935.

j. Holanda

El marco legal del sector eléctrico holandés presenta algunas semejanzas con el esquema alemán. En la actualidad existen cuatro empresas de producción²⁶⁵, de tamaños similares, cuyo capital se encuentra en manos de las autoridades locales (provincias y municipios). La distribución está compuesta por 38 empresas que pueden cubrir tanto los municipios como las provincias y su capital está también en manos de las autoridades locales. Las empresas distribuidoras adquieren la energía eléctrica de las generadoras, o bien de autoprodutores.²⁶⁶

En 1949 se crea una asociación de empresas productoras de electricidad (SEP), la cual está compuesta sólo por productores, amparados por un régimen de acuerdos mutuos, y a su vez es propietaria de las redes de conexión nacionales e internacionales. La misión del SEP es coordinar la explotación de las empresas productoras integradas en la misma, teniendo las siguientes funciones:

1. Optimizar la producción nacional de electricidad.
2. Administrar y explotar la red de 220/380 kV.
3. Adquirir conjuntamente la energía necesaria para la producción.
4. Frontear entre sus integrantes los gastos de producción y de energía.
5. Acordar la exportación/importación, haciendo uso de la red internacional de interconexiones.

En 1989, las funciones de SEP se "legitimizan" a través de la sanción de una ley, afianzándose la explotación coordinada pero dirigida por las propias empresas y no por un organismo de poder público. La ley pretendió otorgar cierta flexibilidad al sistema incorporando además de las funciones anteriormente mencionadas, otras referidas a los derechos de los grandes usuarios, los cuales pueden obtener su electricidad de distribuidores de otras zonas o mediante la importación. También se les brinda la posibilidad de recurrir a la autogeneración, colocando el remanente en las empresas de distribución. Se

²⁶⁴ Las concesiones son revisadas cada 20 años para observar si existe comportamiento anticompetitivo.

²⁶⁵ Las cuatro empresas han surgido por fusión de otras once.

²⁶⁶ La autoproducción en Holanda alcanza el 10% en el conjunto total de la generación, con tendencia creciente.

incluyen además aspectos referidos al libre acceso a la red de transporte que sólo puede ser denegado por falta de capacidad.

Algunos problemas de funcionamiento se presentan cuando la SEP declara a sus líneas saturadas. Esto ocurre generalmente cuando un gran usuario pretende importar electricidad, atentando así contra el principio de la libre competencia.

2. Las peculiaridades del esquema argentino

Los distintos antecedentes de reformas en estos países seleccionados permiten que se esbozen comparaciones con el esquema argentino, que aunque no intentan ser analíticas, resultarán descriptivas a los fines de identificar las peculiaridades de la transformación tratada en este libro.

El enfoque existente en el caso argentino tiene semejanzas cercanas a las reformas experimentadas en Chile y en Inglaterra. Por ende, la mayoría de las comparaciones se elaboran en base a estos dos casos. Sobresalen las siguientes particularidades:

1. De las reformas analizadas, Argentina es uno de los casos más recientes²⁶⁷ y constituye un ejemplo donde se logró cambiar sustancialmente la organización económico-institucional vigente a nivel nacional en forma sorprendentemente meteórica. Al igual que en Estados Unidos y Alemania, no obstante, el sistema federal de organización política limita el alcance y la velocidad con que se pueden extender los cambios a las jurisdicciones que gozan de autonomía política.

2. El grado de separación de actividades (*unbundling*) varía según los países estudiados. En Estados Unidos conviven empresas verticalmente integradas con generadores independientes y el rol del transporte no está fuertemente conceptualizado como una actividad separada. Alemania y Holanda muestran un grado importante de concentración en generación y transporte pero alta diversificación en distribución y acceso a otros participantes del mercado. Sudáfrica y España son ejemplos donde la naturaleza de los cambios es tímida y aún indefinida, aunque España es uno de los pocos países que cuenta con una empresa con alta especialización en la operación de la actividad separada del transporte. En Nueva Zelanda, las olas privatizadoras llegaron a nivel de la distribución, y se produjo un cambio de status legal en la empresa estatal que domina la generación y el transporte (Electricorp). Las actividades de

²⁶⁷ Se toma como año de comienzo de la reforma a 1991, comparado con Chile (1982), Alemania (1980), Inglaterra (1988), Estados Unidos (1978), España (1985), Sudáfrica (1985), Nueva Zelanda (1986), Holanda (1989), Escocia (1990) e Irlanda del Norte (1992).

Electricorp a nivel de distribución y la falta de competencia en la generación pueden, sin embargo, limitar el alcance de la reforma. Irlanda del Norte "trampeó" al sistema de mercado al retener el Estado (a través de la NIE) las funciones de comprador y vendedor de la energía eléctrica en el segmento mayorista. Escocia privatizó y cambió su régimen regulatorio, pero sin separar actividades, y apostando a la regulación por incentivos tal como la implementada en Inglaterra. Es en este último país, junto a Chile y Argentina, donde las posibilidades de competencia y la separación de actividades se han priorizado como elementos de introducción de eficiencia en el sector. Existen no obstante diferencias interesantes entre estos tres países, algunas de ellas mencionadas a continuación.

3. Escocia constituye uno de los primeros ejemplos mundiales de privatización de centrales hidroeléctricas de importancia, y al igual que en Inglaterra y Argentina, no se han impuesto restricciones a la operación privada de este tipo de centrales.²⁶⁸ En Chile la valuación de recursos hidráulicos se dejó en manos del Estado.²⁶⁹ Dentro de esta política, la labor del Estado chileno llega a la etapa del análisis de prefactibilidad de los proyectos cuyas perspectivas de utilización los justifique. Posteriormente los proyectos pueden ser licitados al sector privado para la prosecución de los estudios y la implementación acorde con la priorización que se determine en la etapa de planificación.

4. De los países aquí seleccionados, España es el único que otorgaría licencias para la entrada de nuevos generadores.

5. La concentración y los posibles comportamientos colusivos en la generación es un tema preocupante en todos los países, ya que esta actividad pasó a estar básicamente libre de regulaciones. Debido a las estructuras vigentes con anterioridad a la reforma esta cuestión no es problemática en Estados Unidos, pero sí en Inglaterra y de alguna manera en Chile. En Argentina, tanto la configuración inicial como las sucesivas divisiones horizontales que crearon distintas unidades de negocio en la actividad de generación hacen que este potencial problema sea, en teoría, menos relevante.

6. Mientras en Estados Unidos e Inglaterra los controles a los movimientos accionarios (fusiones, adquisiciones, traspaso de acciones preferidas, etc.) de las empresas controladoras son seguidos por un organismo especial (SEC y MMC, respectivamente), en Argentina esta función la tiene el ENRE, quien contratará estos servicios en forma de con-

²⁶⁸ En Inglaterra las centrales hidroeléctricas no constituyen unidades separadas. Algunas de ellas están incorporadas a PowerGen y a National Power, ambas privadas.

²⁶⁹ Explicado por el grado de riesgo que tienen los proyectos de preinversión en este campo.

sultoría externa y/o vía posibles acuerdos con la Comisión Nacional de Valores.

7. A diferencia de otros países, en Chile y Argentina no hay restricciones a la propiedad extranjera.

8. En Inglaterra, el transporte y la operación del despacho del sistema están separados de la generación y la distribución, pero a estas dos funciones (transporte y despacho) las realiza, al igual que en España, un mismo organismo -NGC- mientras que en Argentina estas actividades están separadas. El esquema inglés tiene la desventaja de que se superponen las funciones de inversión y operación de la red física a las de operación del centro de despacho. Las tareas de programación de despacho en Argentina tienen un carácter más participativo (e innovador), ya que están representados todos los agentes del mercado junto al Estado a través de Cammesa. En Chile, sólo los generadores actúan en el despacho, aunque sujetos a regulación por ley.

9. A diferencia de Argentina, donde Cammesa además de estar encargada del despacho administra el mercado, en Inglaterra esta última función es llevada a cabo por los generadores, distribuidores e intermediarios y está disociada de las actividades de despacho a cargo de la NGC.

10. La red de transporte es manejada en Inglaterra por NGC, controlada por el gobierno y los distribuidores, que están equilibradamente localizados en las distintas regiones del país. En otros ejemplos (Chile, Alemania, Holanda) el control del transporte pasa por los generadores. En Argentina, la actividad se privatizó en concesión en forma separada, con la obligación del transportista a no vender ni comprar energía eléctrica. Este aspecto del control de la red es original y peculiar del esquema argentino. Es difícil en el caso argentino pensar en una configuración de control y propiedad por parte de distribuidores y/o generadores, principalmente debido a la estructura geográfica de la red y su superposición con empresas integradas de propiedad provincial.

11. En Inglaterra, los generadores ofrecen precios ya llevados al mercado, es decir que incluyen los cargos de transporte (peajes que luego deben pagar a NGC y/o distribuidores locales). En Argentina y en Chile, la existencia de factores nodales hace más transparente la ubicación espacial de costos marginales y explícita de forma natural los costos de transporte.

12. La regulación de una compañía de transporte de electricidad en manos privadas es un hecho inusual a nivel internacional. En Argentina, la regulación de esta actividad es por incentivos, motivando al transportista a la no indisponibilidad forzada y el buen mantenimiento de sus líneas. Los mecanismos de expansión de la capacidad del sistema de transporte mediante la afectación de un *pool* de beneficiarios es también

un elemento novedoso. Este esquema es propio de la transformación argentina, existiendo marcada expectativa en expertos internacionales sobre el efectivo funcionamiento de las pautas de regulación a las que estará sujeto Transener.

13. Pese a que hay un movimiento generalizado hacia la regulación por incentivos en el transporte y la distribución, algunos países todavía aplican mecanismos tradicionales de regulación por tasa de retorno, como Nueva Zelanda y en algunos casos Estados Unidos. Sudáfrica, Escocia, Inglaterra, Chile y Argentina han adoptado mecanismos de *price cap* (RPI-X) o de regulación por empresa modelo (*benchmark regulation*). En Argentina e Inglaterra la competencia por comparación a nivel de la distribución añade un elemento más en favor de la fijación de precios simuladores de situaciones de mercado. Tanto Argentina como Inglaterra, Escocia y Chile incorporaron sistemas de cumplimiento de metas de calidad de servicio sujeta a penalidades.

14. En los casos donde hay concesiones, la forma de finalización de los contratos establecidos en Argentina (transferencia del valor llave y llamado automático a licitación pública cualquiera sea la causa de caducación de la concesión) es innovadora y original y tiende a solucionar el típico problema de desinversión generalmente asociado a las concesiones de servicios públicos.

15. Inglaterra y Chile tienen menores restricciones que Argentina para el reconocimiento de grandes usuarios que pueden acceder a comprar en el mercado.²⁷⁰

16. En Inglaterra no hay necesidad de publicar las tarifas de energía por contrato para demandas de 10 MW o más. En Argentina los contratos deben ser informados a Cammesa.

17. En Argentina, Inglaterra, Chile, y Estados Unidos hay entes reguladores a nivel nacional específicamente creados para vigilar el funcionamiento del sistema, proteger a los consumidores y promover la competencia. Ni Nueva Zelanda ni Alemania consideran necesarios estos organismos y confían en que estas funciones se pueden llevar a cabo a través de la aplicación directa de las leyes *antitrust*.

18. Tanto Chile como Sudáfrica diseñaron una estructura interministerial para la conformación de sus organismos reguladores. En Inglaterra el grado de autonomía del ente regulador está limitado por el gobierno a través de la Secretaría de Estado y la MMC. En Argentina, el accionar del ENRE (y en este caso también de Cammesa) está interrelacionado

con la Secretaría de Energía, fijadora de las políticas del sector.

19. Mientras que en Inglaterra se prevé controlar la diversidad de las fuentes de energía primaria utilizadas mediante la imposición de limitaciones de compra a las distribuidoras, en Argentina y Chile estas decisiones están mejor determinadas por el mercado, sin abandonar sus gobiernos el rol de supervisión y estudio del sector desde una perspectiva de largo plazo.

²⁷⁰ En Argentina el límite inferior de demanda mensual requerida es de 5 MW, mientras que en Chile es de 2 MW y en Inglaterra 1MW con tendencia declinante a través del tiempo.

B. Los desafíos de la transformación

Pese a la incorporación de la desafiabilidad de los mercados en todos aquellos “nichos” donde se pudo introducir competencia, el papel del Estado como regulador y el comportamiento de los privados será fundamental para garantizar el éxito del modelo actual. La tradición argentina en regulación “externa” a firmas privadas no es robusta. La capacidad futura del Estado como regulador constituirá sin duda un desafío interesante. Si bien existen diversas normas escritas conteniendo las pautas regulatorias del sector, se puede decir que el nuevo modelo está recién emergiendo de su infancia, por lo que seguramente se requerirá un seguimiento meticuloso sobre el funcionamiento técnico-económico del mismo por parte de los hacedores de política del sector. Las modificaciones futuras al régimen regulatorio no deberían ser sorprendentes, ya que la “ingeniería” de la regulación es un proceso dinámico y con su propio entorno de retroalimentación de información entre la autoridad regulatoria, consumidores y los sujetos regulados. Al decir de Veljanovski (1991), *“La nueva regulación económica estaba basada en la idea de que el control de precios, junto con los términos de la licencia otorgada a las firmas privatizadas, serían suficientes para proteger a los consumidores y fomentar mayor competencia. Se esperaba que este marco fuera prolijo, directo y sencillo. En la realidad la regulación de las empresas de servicios públicos ha probado ser más compleja y desafiante. La imposibilidad de eliminar el monopolio ha llevado a la tensión entre los líderes industriales y los reguladores”*.²⁷¹

Numerosos desafíos se presentan en la regulación y el funcionamiento de la industria eléctrica argentina. Operabilidad, confiabilidad en el suministro, incentivos económicos, prácticas discriminatorias y anticompetitivas, uso de la energía y medio ambiente, estabilidad institucional y crecimiento del sector son algunos de los temas fundamentales sobre los que se vislumbran los mayores desafíos. En lo que sigue se trata con más detalle estas cuestiones.

1. Concentración económica y comportamientos anticompetitivos

¿Hay manifestaciones de una posible cartelización por parte de los generadores privados? ¿Puede esto ocurrir en forma explícita, o sólo puede materializarse como co-

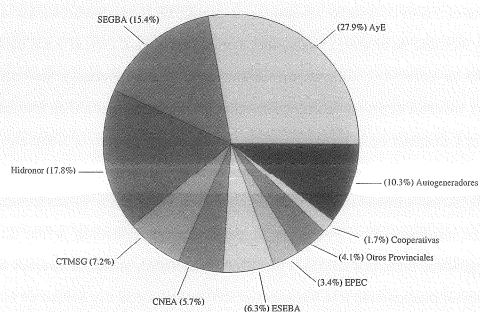
lusión tácita? A la luz de algunos episodios aislados ocurridos a nivel internacional, y en vistas de la naturaleza incipiente de la transformación argentina, cabe preguntarse hasta qué punto no es posible la coordinación de acciones por parte de los generadores privados de forma tal de poder manipular la oferta eléctrica en aras de conseguir mayores rentas.

Esta cuestión no estuvo ausente en el diseño de la privatización. La separación horizontal y vertical de empresas existentes tiende justamente a crear condiciones de diversificación de oferta que dificultan la concreción de comportamientos colusivos. El gráfico VI-1 muestra el grado de diversificación de la oferta (medido en términos de potencia) antes y después de la transformación, comprobándose que la situación actual favorece a la práctica de comportamientos competitivos. Varios dirigentes de los países que encararon reformas institucionales y de organización económica de sus industrias eléctricas se han mostrado “envidiosos” de la particular configuración actual de la oferta eléctrica argentina, tanto por el grado de diversificación en el uso de fuentes de energía primaria (hecho preexistente a la transformación) como por la diversidad en el control y propiedad de los medios de generación.

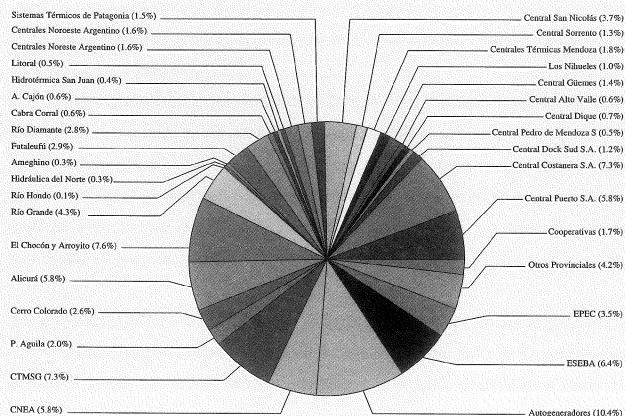
²⁷¹ Traducción propia.

GRAFICO VI-1
Diversificación de la oferta por centrales de generación

• Antes de la privatización (en %)



• Después de la privatización (en %)



Fuente: Elaboración propia.

Este aspecto positivo de la transformación (diversificación de la oferta en un marco competitivo) no significa que no se hayan tomado (o que no se deban tomar en el futuro) medidas precautorias para evitar conductas que puedan llevar a la cartelización de la oferta. Los generadores privados tienen un foro natural de reunión en AGEERA (Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina), desde donde ejercen su representación en Cammesa. Eventualmente, se podría especular que este es un foro ideal para coordinar las acciones a los fines de sacar beneficios en función de sus intereses comunes. Sin embargo, esto no deja de ser una mera especulación hipotética. La realidad es que las condiciones técnicas, económicas y geográficas de los generadores es lo suficientemente disímil como para que los intereses individuales coincidan necesariamente con los intereses comunes. Pero aun en la eventualidad de que esto ocurriera, el sistema posee mecanismos de prevención de estas situaciones de carácter oligopólicas. Por un lado, están los mecanismos propios de mercado que brindan incentivos para participar en el despacho y provocan riesgos de quedar marginados del mismo. Por otra parte, se han establecido una serie de disposiciones reglamentarias (algunas de ellas en carácter temporario para el periodo de transición) para limitar las posibilidades de manipulación de información y/o de acciones que tiendan a incrementar artificialmente los precios marginales. Tal es el espíritu de la existencia de precios de referencia en los combustibles, condiciones de despacho óptimo de gas, máquinas excluidas, etc. Finalmente, si algunos de estos mecanismos no funcionara correctamente, el sistema posee otro recurso dado por la respuesta de los grupos del sector eléctrico cuyos intereses entran en conflicto con la suba artificial u oligopólica de precios. En Cammesa, la demanda está representada principalmente por los grandes usuarios en forma directa, por el Estado como protector de los consumidores y en cierta forma por los distribuidores, al menos en la medida que las pérdidas no técnicas sean importantes, o que la importancia de las elasticidades precio sea considerable.²⁷² Cammesa está estructurada de forma tal de priorizar ligeramente los intereses de la demanda por encima de los de la oferta. En particular, su comité ejecutivo permanente está compuesto por un miembro del Estado, uno de los grandes usuarios y uno surgido de los

²⁷² Los distribuidores no pueden ser considerados representantes directos de la demanda ya que ellos al cargar un valor agregado sobre el precio estacional, podrían en determinadas circunstancias resultar beneficiados por un aumento en el precio mayorista. Sin embargo, esto es cierto sólo cuando lo que los distribuidores dejan de cobrar por fraude o hurto no es muy significativo. De lo contrario, los aumentos de precio spot resultan onerosos a los distribuidores.

otros tres grupos (distribuidores, transportistas y generadores). Como se puede visualizar, aun cuando no se crea en la posibilidad de la cartelización de la oferta, el sistema tiene respuestas a situaciones eventuales de comportamientos oligopólicos de tipo colusivo.

Hay dos tipos de concentración que usualmente preocupa a políticos y economistas: la concentración económica agregada y la concentración económica del sector. La primera se refiere a la concentración de poder económico en manos de pocos grupos a nivel de la totalidad de la economía del país, mientras que el segundo se refiere al mismo concepto pero sólo a nivel de la industria.

El temor a que las compañías eléctricas en manos privadas cree un ámbito de poder económico importante no es una novedad en el sector. Ya en 1942, de observar la guía de sociedades anónimas en Argentina se veía que el grupo CADE encabezaba el ranking en cuanto a valor del capital, seguido por la CIAE. El grupo CADE estaba diversificado, y sus actividades incluían sociedades inmobiliarias, editoriales, librerías y otras subsidiarias.²⁷³ En el esquema actual, las posibilidades de concentración agregada se disminuyen notablemente con la decisión de la desintegración horizontal y vertical. La diversificación del poder económico sectorial es notable cuando se piensa que de tres empresas nacionales que concentraban el 61 % de la potencia total instalada se crearon decenas de sociedades anónimas, donde la mayor de ellas (Hidroeléctrica El Chocón) representa el 7.6 % de la oferta total y el grupo controlante más dominante (ENDESA de Chile) tiene el 4.6 % del total de potencia instalada en el país.

A nivel de la concentración sectorial, se dice que una industria tiende a ser concentrada cuando un número relativamente pequeño de empresas controla una elevada proporción de la producción en la respectiva rama industrial. Para medir el grado de concentración sectorial antes y después de la privatización en el segmento de la generación se ha utilizado el indicador de Herfindahl. El mismo surge de la siguiente fórmula:

$$H = \sum_{i=1}^n \alpha_i^2$$

²⁷³ Este ranking basado en el monto de capitales probablemente no reflejaba la realidad acerca de la importancia relativa de las empresas eléctricas, justamente por la tendencia al uso de revaluaciones abultadas a los fines de expandir la base sobre la cual se calculaba el porcentaje de utilidad.

donde α_i es la participación relativa de la potencia nominal de la unidad de generación sobre la potencia nominal total del sistema. Un valor igual a uno es equivalente a una situación de monopolio puro, y cuanto más cercano a cero, menor es la concentración. Antes de la privatización el indicador era de 0.126.²⁷⁴ Luego de la privatización resulta equivalente a 0.042, lo que representa una caída (mejora en el nivel de concentración) del 67 %.

Pero una consideración aún más relevante es analizar el grado de control de la oferta eléctrica por grupo empresario. Antes de la privatización, el Estado Nacional y las provincias controlaban el 88% de la oferta, mientras que a mediados de 1993 esta cifra baja al 55% y se reducirá aún más a medida que se completen las privatizaciones pendientes. Si se calcula el indicador de Herfindahl tomado con las participaciones (medidas en potencia) de los grupos empresarios controladores, es decir identificando la participación accionaria que tiene cada grupo en las distintas centrales de generación, se ajusta el índice para considerar no ya las unidades físicas de generación sino la potencia controlada por cada grupo, organización o *holding* empresario. Calculado así, el indicador para después de la privatización es de 0.169, esta vez inferior en un 71.7% con respecto al de antes de la transformación del sector, cuyo valor es de 0.568.

El ENRE seguramente controlará los cambios en la composición accionaria de los titulares de concesiones que tienen restricciones a la libre transferencia de acciones.²⁷⁵

Además de la concentración a nivel de grupos industriales locales, se ha criticado la decisión de no imponer topes a la participación de capitales extranjeros en las privatizaciones. Esta práctica ha sido frecuente en la mayoría de las experiencias a nivel mundial, con los casos más notables de excepción en Chile y Argentina. Se argumenta que la repatriación de utilidades puede tener efectos perniciosos en tiempos de crisis de

²⁷⁴ Como no se contaba con los datos desagregados para la potencia de los autogeneradores y de las cooperativas (juntos representan aproximadamente el 12 % de la potencia total) se dividió la potencia de cada uno de estos dos grupos por el número total de establecimientos respectivos, asumiéndose de esa forma un tamaño promedio idéntico. Dado el gran número de establecimientos y el reducido porcentaje de estos grupos dentro de la oferta total, este procedimiento no altera mayormente el valor absoluto del índice. Más importante aún, la comparación entre antes y después de la privatización no se ve afectado por este supuesto.

²⁷⁵ Con posterioridad a las privatizaciones, la prensa divulgó algunos traspasos accionarios como el ocurrido en Edesur, donde Pérez Companc (Argentina) vendió parte de su participación (10%) al grupo norteamericano Energy. En la actividad de generación, Polledo SA vendió el 50% de su participación en la central Dock Sud a la firma Química Estrella.

balance de pagos.²⁷⁶ La política de la administración Menem (que es extensiva no sólo al sector eléctrico sino a todo el resto de la economía) valoró los diversos impactos positivos de la inversión extranjera por encima de las potenciales consecuencias negativas de la remisión de dividendos en tiempos de crisis de divisas.

Finalmente, no deberán descuidarse las relaciones cruzadas de control de propiedad entre las industrias de electricidad y de gas, ya que eventualmente podrían surgir prácticas anticompetitivas o discriminatorias de aquellos grupos que poseen intereses complementarios en ambas industrias.

2. Funcionamiento técnico-económico del sistema

a. La separación de actividades

¿Cómo se logra la coordinación para el funcionamiento y la expansión del sistema cuando hay varios operadores privados y la industria está verticalmente separada?

¿Funcionará la desintegración vertical en su misión de bajar precios y aumentar la producción y calidad de servicio en base a las presiones competitivas? Quienes están en contra de la separación de actividades señalan que existen economías de alcance en la producción y economías de escala que justifican que la actividad se realice en forma integrada, con dirección centralizada. La discusión entre quienes están a favor de la integración vertical de la industria versus quienes creen en las ventajas de la separación de actividades se podría sintetizar en la diferencia entre los beneficios de las economías de alcance y de escala surgidos de la integración y los beneficios en la eficiencia en el uso de recursos debido a la introducción de la competencia a través de la separación. En el caso argentino, se añaden otros elementos inherentes al carácter público de la propiedad y al sistema centralizado de planificación.

Se señala que la integración vertical de la industria puede redundar en disminuciones de costos por los siguientes motivos:

1. La interdependencia tecnológica en la sucesivas etapas de la producción.

2. Los costos de negociar y hacer cumplir contratos entre empresas separadas serían mayores comparados con los costos de las tomas de decisiones dentro de una empresa verticalmente integrada.

3. Los individuos pueden compartir información acerca de las distintas etapas de producción más fácilmente en una empresa integrada.

4. La integración vertical eliminaría el incentivo de que cada empresa separada trate de ejercer su poder de monopolio sobre la otra, hecho que puede existir en las distintas actividades de producción.

Sin embargo, se cuestiona la existencia (o a veces la verdadera magnitud) de los elementos positivos de la integración arriba enumerados. No se ha demostrado que empresas separadas no puedan lograr una comprensión de las cuestiones tecnológicas similar al de una empresa integrada. En segundo lugar, si bien es cierto que los costos de contratación pueden ser mayores en la industria separada, no se conoce cuál es la magnitud de estas diferencias. Por otra parte, se ignora la existencia de los elevados costos presentes en empresas integradas que por su gran tamaño sufren graves falencias en los canales de transmisión de información, sean éstas públicas o privadas. Finalmente, se desconoce la importancia del eventual ejercicio de poder monopolístico entre actividades y de cómo las consecuencias de este ejercicio pueden traducirse en perjuicios para los consumidores finales o para el bienestar general.

Ya se expresó anteriormente que no hay respuestas teóricas ni empíricas concluyentes que puedan demostrar la superioridad de uno u otro esquema. También se puntualizó, para el caso argentino, el éxito de la transición en cuanto a la realización de las mutaciones del sistema en un marco de mantenimiento de la operatividad y seguridad en el servicio en forma ininterrumpida.

Adicionalmente, la desintegración vertical y horizontal de la industria eléctrica argentina viene acompañada de una serie de reglas y normativas que restringen la propiedad y el control de sociedades entre los distintos niveles de actividad. El ENRE es el encargado de hacer cumplir estas normas para asegurar la igualdad de condiciones entre los actores y evitar prácticas anticompetitivas.

²⁷⁶ Para un tratamiento más profundo de este tema ver, por ejemplo, Schydrowski D. (1990).

b. Las señales económicas del sistema de precios

El sistema de formación de precios comienza en la actividad de generación, donde se aplican criterios de tarificación marginalista. El objeto de establecer precios que respondan a costos marginales se basa en la búsqueda de promover la eficiencia económica en la industria. Este objetivo tiene dos dimensiones. Una, la de suministrar electricidad en forma eficiente desde la capacidad existente en el corto plazo y la otra, la de invertir eficientemente en nueva capacidad en el largo plazo, la cual incluye construir las plantas en las localidades adecuadas. Para ello, es necesario que los precios del transporte brinden también las señales correctas. La asignación eficiente de recursos en el largo plazo, a su vez, necesita de precios no distorsionados en los mercados de los distintos combustibles alternativos que sirven como insumos en la generación eléctrica.

Existe una marcada expectativa por saber acerca de la funcionalidad y la aplicabilidad de este sistema de precios en el contexto de la industria eléctrica argentina. Si bien el período de transición muestra signos optimistas, es demasiado temprano para realizar una evaluación integral al respecto. Por cierto hay también preguntas acerca de la capacidad del esquema actual de brindar señales correctas y sobre la dirección de estas señales en el largo y mediano plazo. Se teme que se produzca una reversión en el proceso histórico reciente de sustitución de generación térmica convencional por generación hidráulica. Se cuestiona en este sentido que todas las propuestas privadas para la instalación de nuevas centrales que se hicieron públicas hasta el momento se refieren a centrales turbo gas o de ciclos combinados.²⁷⁷ Esto no sería inconveniente por supuesto, en la medida que el gas natural sea el combustible de menor escasez relativa en una dimensión temporal razonable.

Otras cuestiones se plantean en lo referente a la distribución de riesgos en el esquema actual. IDEE (1992), por ejemplo, puntualiza que la misma es inequitativa, ya que los generadores correrían con mayor riesgo que los transportistas y distribuidores. Si bien estos últimos tienen la garantía de suministrar (so pena de incurrir en infracciones serias), tienen precios más estables y pueden conseguir contratos con generadores que los exima de las posibles penalidades por falta de suministro. Los generadores, por su parte, estarían expuestos a una mayor volatilidad de precios y eventualmente a quedar excluidos

²⁷⁷ Se debe también reconocer que hay interés por algunos generadores térmicos de participar en privatizaciones de centrales hidráulicas o incluso de promover nuevos proyectos en esta área (ej. Central Puerto).

cuando el despacho hidroeléctrico comience a incrementarse sustancialmente (entrada de Piedra del Aguila y Yacretá). Se señala que el aumento previsible de la oferta eléctrica hasta les podría dar a los generadores una señal para no expandir la capacidad existente y ocasionar así mayores precios en el corto plazo. Los generadores, a su vez, correrían plenamente con los riesgos de la elección tecnológica, de la evolución de los mercados energéticos y de la aleatoriedad de la oferta hidroeléctrica, mientras que transportistas y distribuidores sólo tienen que pasar estos costos a través de los cuadros tarifarios.

Estos argumentos sobre las supuestas señales negativas hacia la expansión de la capacidad térmica están contruidos sobre bases endeble ya que suponen un esquema de tipo colusivo (o lleno de imperfecciones y restricciones) donde los generadores podrían manipular arbitrariamente la oferta para capturar mayores rentas al demorar sus inversiones. Ya se discutió el tema de estos posibles comportamientos colusivos u oligopólicos y se expusieron las dificultades y obstáculos naturales para que esto ocurra, así como los mecanismos de prevención previstos en el esquema regulatorio.

Las señales económicas del nuevo esquema darán lugar probablemente a muchas acciones e iniciativas por parte del sector privado. Quizás muchas más de las previstas por quienes diseñaron este marco regulatorio. Numerosas posibilidades existen para la realización de contratos de insumos y de venta de electricidad en los mercados a término. La no prohibición total de que los distribuidores participen en generación también podría incentivar a que éstos participen parcialmente en la producción a los fines de asegurarse sus suministros. Los grandes usuarios estarán cada vez más activos en cuanto a obtener formas de suministro más baratas, en especial cuando se sientan de alguna manera castigados por altas tarifas impuestas por alguna distribuidora o empresa provincial cuyos precios están distorsionados. Las posibilidades de realizar desviaciones (*bypass*) económicas²⁷⁸ a los vínculos existentes será evaluada comprehensivamente por grandes usuarios, cooperativas y distribuidores. No se descartan situaciones donde puedan desarrollarse formas de *bypass* antieconómico, en especial debido a las restricciones institucionales en aquellas jurisdicciones provinciales que mantienen precios distorsionados con la realidad de los mercados, tanto el spot, como el futuro. El esquema actual permi-

²⁷⁸ La desviación o *bypass* de un servicio ofrecido por un operador existente (generalmente regulado) significa el autoabastecimiento (o aprovisionamiento desde una forma alternativa) del consumidor. El *bypass* es antieconómico cuando el costo incremental del servicio prestado a través de la empresa existente es inferior al costo incremental del *bypass* del consumidor.

te cultivar un campo fértil para las distintas iniciativas de quienes decidan participar en esta industria.

c. El transporte de energía eléctrica

i. Racionamiento de la demanda de transporte

Ante las pocas experiencias internacionales en la materia hay quienes preguntan por qué se separó la actividad del transporte de la generación, o de la distribución. Quienes participan de la idea de la desintegración vertical total de la industria sostienen que los beneficios de la desregulación en la actividad competitiva (generación) pueden quedar abolidos cuando los generadores o distribuidores controlan y por ende pueden ejercer el poder monopólico subyacente en la actividad de transmisión. De hecho, hay que imaginarse que existe la posibilidad de que un generador abuse de su posición de transportista si en determinado momento la demanda por transporte en sus propias líneas excede la capacidad instalada de transmisión. Pese a que existan cláusulas de obligación de transportar la energía eléctrica de todos los generadores de su área de influencia, cuando se excede la capacidad de la línea el generador propietario de este vínculo privilegiaría su despacho por encima del de sus competidores. De la misma manera, un distribuidor propietario de una línea de transporte que además sirviera a otros distribuidores, discriminaría en contra de sus pares en las eventualidades que aparezcan restricciones. A estos problemas de discriminación, se agregarían las cuestiones de subsidios cruzados de actividades. Estos son los motivos principales por el cual la concesionaria principal del STEEAT tiene prohibido tanto la compra como la venta de energía eléctrica.

Las prácticas discriminatorias, no obstante, pueden no desaparecer por completo aún cuando exista una disociación total de control y propiedad entre las actividades. El sistema de incentivos y penalidades vigente declara que la red es de acceso abierto para cualquiera que quiera conectarse a ella, en la medida que exista capacidad de transporte disponible. Además, la naturaleza del negocio del transportista lo motiva a mantener las líneas libre de restricciones, ya que las mismas están sujetas a fuertes penalidades económicas que disminuyen sus ingresos. Las posibles prácticas discriminatorias se presentan entonces cuando las restricciones son parciales, o cuando la capacidad total de la oferta de transporte se ve excedida por la demanda del mismo. En ambos casos se debe decidir a qué generador transportar primero. Los mecanismos de discriminación del trans-

portista serían informales, y no necesariamente pecuniarios. Si bien el margen para declarar ante Cammesa la no existencia de capacidad disponible está acotado, quedan dudas sobre los posibles argumentos (de índole técnico u otros) que se podrían esgrimir y que resulten en favorecer a un determinado generador en detrimento de otro. El planteo básico que merece esta reflexión es si estas eventuales prácticas deben ser reguladas a través de algún mecanismo preestablecido de racionamiento de la oferta de transporte, o si se deben dejar libradas al arreglo entre partes. Un mecanismo de racionamiento eficiente desde el punto de vista económico debería promover que la oferta de transporte sea asignada de acuerdo a un orden de mérito por menor costo marginal de generación. Un mecanismo natural de selección entre libre acuerdo de partes resultaría en transportar a aquel que esté dispuesto a pagar más, sea a través del pago de un sobreprecio informal o de alguna otra forma de compensación. Si bien se puede esperar que el generador que posee menores costos marginales sea el que en principio esté dispuesto a pagar más, no se puede garantizar que este mecanismo natural de libre arreglo entre partes produzca el despacho más eficiente en términos económicos, en especial si también están involucrados contratos con garantía de suministro.

La eventual existencia y naturaleza de estas prácticas informales de discriminación constituye uno de los desafíos planteados con respecto al funcionamiento de una red con características de acceso abierto.

Satterthwaite (1987) sugiere que proveer acceso universal en las líneas de transporte existente por sí solo puede no resolver adecuadamente los potenciales problemas de la ineficiencia en el uso de la capacidad y el ejercicio del poder monopólico en esta actividad. Satterthwaite pone el ejemplo de una situación donde hay muchos generadores tanto a distancia como locales, abasteciendo a una distribuidora que está en una área importadora. En los casos en que un pico de demanda exceda la capacidad de transporte, entonces el o los generadores locales estarían en condiciones de satisfacer la demanda excedente cargando precios monopólicos. En el esquema argentino, no obstante, si bien las restricciones al transporte lógicamente pueden resultar en aumentos de precios, estas situaciones se tienden a atemperar debido a varios motivos. Por un lado, la característica integrada del SIN reduce notablemente las posibilidades de que un área importadora quede a merced de solamente un generador local. Cuando el área donde se producen las restricciones al transporte queda desvinculada al centro

de carga²⁷⁹, entonces se definen precios locales con la oferta de todos los generadores de dicha área, de acuerdo al mismo criterio de costo marginal usado para el mercado. El supuesto poder monopólico de los generadores locales está acotado por el grado de competitividad global de la generación en todo el sistema, ya que el despacho se hace en función de los mismos costos marginales declarados por los generadores para el sistema sin restricciones, con excepción de aquellas máquinas menos eficientes que se pongan en funcionamiento especialmente para cubrir el déficit temporario de oferta.²⁸⁰ El precio aumenta también por la existencia de los riesgos de falla del sistema y el mecanismo por el cual se paga un sobreprecio a la potencia por riesgo de falla incentiva a un incremento de la oferta en el corto plazo, con lo cual se pretende evitar cortes de suministro, como así también atemperar la posible subida en el precio spot surgida de la restricción.²⁸¹ Adicionalmente, los consumidores finales en las áreas sujetas a restricción, no sufren las subas de precios en forma directa debido al mecanismo estabilizador de los precios estacionales.

ii. Incentivos y penalidades del sistema de remuneraciones

El régimen de precios en el transporte provoca varias preguntas. ¿Qué ocurre con los distribuidores que tienen contratos a término, cuya finalidad es justamente la de cubrirse de la volatilidad de precios del mercado spot, cuando resultan afectados por restricciones al transporte? ¿De quién es la responsabilidad por eventuales cortes de suministro? Los cargos de transporte son independientes de la realización de contratos, y como éstos se cobran en función de la energía transportada y de la existencia de la capacidad de transporte, la garantía de suministro de un contrato corresponde al generador contratado, no al sistema de transporte.

¿Cuál es el riesgo del transportista? El transportista posee su mayor obligación en el requerimiento de completa disponibilidad de las líneas. Debe cumplir con las con-

²⁷⁹ Se define como "área desvinculada" al conjunto de nodos afectados por la existencia de una restricción activa de transporte (total o parcial) entre dicho conjunto y el mercado, generando limitaciones al despacho libre en el área.

²⁸⁰ O por máquinas que estaban fuera de servicio por razones de mantenimiento o reparaciones.

²⁸¹ Un ejemplo concreto de esta situación ocurrió a mediados de abril de 1993 cuando un tornado dañó 56 torres de alta tensión que conectan Buenos Aires con el área exportadora del Comahue. La oferta de las centrales San Nicolás y Costanera aumentó, compensando parte del exceso de demanda, atemperando así los cortes de suministro y los aumentos de precios.

diciones de calidad para evitar penalidades y eventualmente para percibir premios. Además, en el largo plazo tiene el incentivo extra de mantener bien las líneas para así demostrar las inversiones que puedan querer realizar otros transportistas independientes, lo que eventualmente se traduciría en una baja de sus ingresos marginales.

El sistema de remuneraciones al transporte previsto abriría interrogantes sobre posibles prácticas discriminatorias de Transener hacia los transportistas independientes, en función de la facultad de la primera de supervisar las licencias técnicas. Una de las formas que Transener tendría para eliminar la competencia de los transportistas independientes es exigir normas de diseño tal que incrementen los costos de construcción, operación y mantenimiento de forma exagerada. Para eso se había pensado que la SE dictara en forma extensiva las normas de diseño respectivas, a fin de evitar que Transener pueda exigir a los transportistas independientes pautas de calidad superiores a las establecidas en estas normas prefijadas. Hacer esto, por otra parte, es contraproducente ya que se introduce una exigencia regulatoria demasiado rígida en temas que son estrictamente empresariales. La solución encontrada prevé que Transener fije estas normas, y éstas sean sometidas a la aprobación por parte de la SE.

Al comparar precios de la energía eléctrica antes y después de la implementación del esquema de afectación de precios por sus factores nodales, algunas distribuidoras provinciales responsabilizaron a los costos de transporte por incrementos en el precio de la energía eléctrica. Este argumento parte de una comparación falaz, ya que la base de la analogía se realiza desde la situación previa a la transformación, en donde AyE no cobraba los costos del transporte.

También en el Comahue se escucharon voces de quejas cuando en abril de 1993 un tornado derribó parte de los vínculos de transporte de esta región con el centro de cargas. Al existir esta restricción, el área del Comahue quedó sujeta a precios locales, los cuales resultaron más bajos que los precios de mercado prevalecientes antes del tornado. Se quería entonces atribuir a los costos del transporte o a un mal diseño del sistema, la existencia de esta aparente injusta situación. En realidad, es lógico pensar que en una zona netamente exportadora como Comahue los precios locales bajen cuando hay limitaciones a la exportación, debido a la sobreoferta global de energía eléctrica resultante en la región. De no existir exportaciones, no habrían vínculos de transportes que transmitirían precios nodales de mercado al Comahue, pero tampoco existirían entonces los exce-

dentes de oferta que provocaron que los precios locales sean más bajos que los precios de mercado con la interrupción del tornado.

Otro planteo puntual se da en Misiones, donde la posibilidad de importar energía eléctrica desde Paraguay (y eventualmente en el futuro desde Brasil) resulta en la actualidad una opción más conveniente que vincularse al SIN. Si bien esto es cierto, el sistema actual acepta la importación de energía eléctrica de países vecinos, en la medida en que éstos compitan bajo las mismas reglas de juego que los generadores argentinos. Esto apunta a evitar prácticas injustas donde la energía eléctrica viene subsidiada (*dumping*).

iii. La expansión de la capacidad existente

Las distintas alternativas previstas para ampliar la capacidad del sistema del transporte son imaginativas e innovadoras, y están en la mira de atención de todos los países que han (o están) encarado reformas estructurales en sus respectivas industrias eléctricas. La idea de determinar un *pool* de beneficiarios por la construcción de una nueva línea y a hacer participar en el financiamiento a todos los integrantes de ese *pool* en forma proporcional al beneficio que perciben resulta atractiva, en especial desde el punto de vista de la equidad. En la práctica, sin embargo, habrá que esperar para ver si no surgen inconvenientes en su aplicación. En especial, y pese a que se han establecido mecanismos de prevención para evitar perjudicar a potenciales beneficiarios que no están interesados en financiar la obra, se puede especular con algunas situaciones en donde el proceso de concurso público no sea competitivo por falta de propuestas y exista concentración de beneficiarios identificados como tales, produciéndose eventualmente situaciones injustas. Habría que esperar a conocer más en detalle cómo funcionará en la práctica la metodología de identificación de beneficiarios y los distintos recursos que tienen los que eventualmente no quieran financiar el proyecto para poder juzgar este novedoso sistema.²⁸² El ENRE tendrá participación activa en las decisiones y es de esperar que en sus evaluaciones siga criterios que benefician el bien común y se respete la racionalidad económica de las inversiones.

²⁸² La metodología para determinar quienes son los beneficiarios y en qué proporción participan está implementada por Cammesa. Si su aplicación práctica resultara inconveniente, será menester revertirla y establecer nuevos mecanismos que satisfagan las demandas de aquellos declarados como beneficiarios pero que presentan oposiciones para financiar un proyecto y no superan el 30% del total requerido para hacer que el ENRE automáticamente rechace el mismo.

Una crítica al mecanismo actual para la expansión de capacidad del transporte es que el mismo es financiado por sus beneficiarios en forma *ex-post*, es decir, después de la construcción de la línea, al menos en el caso de quienes siendo beneficiarios no han sido los interesados que resultaron ganadores en la licitación por el contrato COM. La teoría recomienda que en lo posible estos costos sean cargados a los beneficiarios antes de realizarse la obra (o al menos durante) para que sea posible enviar las señales pecuniarias a quienes en realidad están demandando la obra antes de que se inicie y asimismo evitar injusticias en las asignaciones de los costos desde un punto de vista intertemporal.

El contrato COM obtenido por Yacylec para la traza Yacyretá-Resistencia brinda algo de luz a los cuestionamientos arriba mencionados. Uno de los principales problemas en los contratos de construcción licitados por el Estado en el pasado, era que la empresa contratista, una vez adjudicada la obra, minimizaba los gastos de inversión (algunos de los cuales son de difícil o dudoso contralor) para así ahorrar costos y aumentar sus ganancias. En el esquema de los contratos COM, esta motivación desaparece en la medida que el mismo constructor debe operar la línea en el futuro y recibir remuneraciones futuras en función de la calidad del servicio que brinde. Esto no significa que desaparezca el incentivo a ser eficientes en los gastos de inversión. Por el contrario, el ejemplo de Yacylec es ilustrativo de cómo se puede armonizar una propuesta eficiente tanto en la construcción como en la posterior operación. Yacylec modificó el proyecto original tal como lo había diseñado AyE. Se eligió construir sobre una traza que significa más kilómetros de los previstos, lo cual supone un aumento de los costos de inversión. Esto se justificó argumentando que la traza original estaba muy alejada de accesos de transporte, en una zona pantanosa, dificultando en el futuro el mantenimiento de las líneas. El aumento del costo de inversión es más que compensado con los ahorros futuros de mantenimiento. Esto es un primer ejemplo de un sistema de incentivos que permite la toma de decisiones de inversión racionales. Como segundo ejemplo en este mismo contrato, se puede citar la elección de utilizar aisladores de caucho-silicona, en reemplazo de los tradicionales de vidrio o porcelana. Los primeros son más onerosos, pero generan menores tentaciones al vandalismo y poseen una vida útil mayor. Para que el sistema “cierre”, no obstante, se debe procurar que las propuestas que se presentan en concurso público ofertando el canon futuro a cobrar sean competitivas. De lo contrario, se corre el riesgo de caer en el error de la sobreinversión, o inversiones onerosas en un sentido social. Es de-

cir, se debe tener presente el costo de oportunidad de la economía como un todo de los fondos que se invierten en el sector.

d. El manejo de grandes centrales hidroeléctricas

Como se vio anteriormente el tema del control de la cuenca de los ríos del Comahue constituyó uno de los debates centrales en torno a la privatización de Hidronor. Es probable que algunos de los planteos realizados por las provincias deban ser catalogados de carácter económico-político, pero la cuestión sobre el grado de control provincial en el manejo de la cuenca fue y es un tema central en cuanto al funcionamiento de las unidades de Hidronor. Las provincias retuvieron para sí el ejercicio directo del poder de policía y de aplicación de normas ambientales, lo cual les implicará mayores responsabilidades e incumbencias de las que hasta el momento mantenían con la presencia de Hidronor. También reciben opción prioritaria de compra para una porción significativa de acciones de las nuevas unidades de negocio creadas.

Los interrogantes planteados a nivel del funcionamiento de las generadoras hidroeléctricas de la región Comahue son variados.

¿Cuál es el riesgo del generador hidráulico? Su operación está acotada en numerosos frentes, ya que debe cumplimentar con las especificaciones emanadas de la AIC y le queda poco margen de maniobrabilidad en el uso del recurso agua. La regulación de crecidas y de seguridad de las poblaciones y el manejo del río aguas abajo es priorizado sobre el manejo del embalse para obtener beneficios energéticos. Además, a diferencia de los generadores térmicos, las potenciales mejorías en términos de eficiencia de costos en la operación no son significativas. Las condiciones de hidraulicidad constituyen la variable aleatoria principal en el rompecabezas del generador hidráulico. La calidad sobre los pronósticos de despacho que informe a Cammesa dependerá de las predicciones propias que él mismo realice acerca de las condiciones de hidraulicidad. Cuando la hidraulicidad es baja, su negocio se compensará primordialmente a través de contratos a término. Quizás poseer generación de origen térmica para los años de sequía constituya un buen complemento en el negocio de generación hidráulica.

La coordinación de operaciones de cinco unidades independientes en un sistema que fue diseñado para manejarse en forma coordinada ha sido objeto de varias preguntas. ¿Cómo lograr que un operador privado a cargo de una central hidroeléctrica recupe-

re el nivel del dique cuando esto sea contraproducente con sus necesidades financieras de generar ingresos? ¿Cómo compatibilizar los intereses del operador de la central hidroeléctrica con el de los grupos interesados en los usos alternativos del agua (riego, reserva natural, usos domésticos, recreacionales, etc.)? Técnicamente, no existen problemas de coordinación ya que las normas de operación a las cuales estarán sujetas los privados no varían demasiado de las que tenía que cumplir Hidronor. Lo que cambia es la autoridad de hacer cumplir estas normas, que en el nuevo esquema quedará a cargo de la AIC.²⁸³ El motivo principal de la división horizontal de Hidronor es la de evitar posiciones hegemónicas en la oferta eléctrica. Las posibilidades de conflicto entre operadores está bastante reducida por los mandatos de operación contenidos en los contratos de concesión. Por otra parte, la existencia de los acuerdos coordinadores entre las represas interrelacionadas de Itaipú (Brasil) y Yacyretá (Argentina-Paraguay) constituyen un ejemplo concreto de que no existen restricciones técnicas que impidan la regulación de unidades interdependientes controladas por propietarios (o concesionarios) diferentes.

Las posibles superposiciones de poder de contralor entre el ENRE (de jurisdicción nacional) y la AIC han sido planteadas como otro de los desafíos al buen funcionamiento de la regulación en esta actividad. A esto se añade otro organismo de ámbito federal, el ORSEP, que también tiene funciones de contralor sobre la seguridad de presas.

e. Preservación del medio ambiente

Comparativamente, Argentina se muestra como un país con un bajo nivel de criticidad, por cuanto las tendencias registradas en los procesos de sustitución de combustibles, así como la estructura del parque de generación eléctrica y la calidad de combustibles utilizados²⁸⁴, demuestran la existencia de un adecuado balance entre las emisiones y la capacidad de asimilación del sistema natural.

Esto último no implica la ausencia de tecnologías eco-eficientes en el país, pero sí un mayor cuidado a la hora de escoger la alternativa a implementar. La instalación de

²⁸³ En este organismo se confrontarán en los distintos intereses que interactúan en forma competitiva por el uso del agua. Hay que recordar que las actividades productivas aguas abajo generan rentas equivalentes a US\$ 350 millones por año, cifra similar al excedente derivado del aprovechamiento energético.

²⁸⁴ El fuel provisto por YPF hasta 1991/92 era de aceptable calidad. Cuando en invierno se importa dicho combustible (de calidad inferior) para sustituir gas natural, las emisiones de dióxido de azufre se incrementan considerablemente.

precipitadores electrostáticos incrementan los costos de planta en un 4%, y los de operación en un rango comprendido entre el 1 y el 4%. Los filtros de tela ocupan mucho espacio y son aproximadamente un 15% más caro que los precipitadores electrostáticos. La implementación de estos últimos cuando se utiliza fuel solo se justifica si el combustible es muy pesado. Como se observa, la elección de la tecnología apropiada dista de ser simple. Lo que sin duda se deberá aclarar, si se desea avanzar en estas líneas, es el tratamiento de las empresas que incorporan tecnología eco-eficiente en sus centrales, y que irremediablemente verán sus costos de operación incrementados por dicha razón; disminuyendo así su posición competitiva con respecto a las que no innovaron. Se hace necesario clarificar las reglas de juego para no producir desbalances entre quienes invierten en tecnología eco-eficiente y quienes no.

Los estándares de emisión permitidos en la ciudad de Buenos Aires son similares a los exigidos en Europa Occidental, donde la densidad de la población, la topografía, el clima y el consumo per cápita de energía eléctrica difieren considerablemente del de Argentina. Mantener esta conducta podría crear un comportamiento adverso al cumplimiento de los niveles de emisión y descargas permitidos, siendo necesario reexaminar las pautas a aplicar en nuestro país.

3. Confiabilidad institucional

a. Estabilidad institucional y discrecionalidad del Estado

El presidente de Edenor SA, Francisco Ponasso, describe un pensamiento común a los inversores privados cuando dice que *"la seguridad jurídica es un elemento esencial y básico para la generación de confianza, requisito imprescindible para la inversión y el desarrollo económico."*²⁸⁵ Al respecto, señalaba también que la reconversión del sector eléctrico se había dado en un marco jurídico previsible, sustentado fundamentalmente por la existencia de la ley 24.065 y sus resoluciones conexas, que dictan el marco regulatorio para la actividad.

Spiller y Levy (1993), en un reciente estudio sobre las bases institucionales de la regulación en empresas de servicios públicos, remarcaban la importancia de las instituciones y el comportamiento del Estado como argumentos esenciales para el éxito de la

regulación en sectores donde han surgido nuevas empresas privatizadas plausibles de ser reguladas. Estas implicancias pueden ser relevantes para el sector eléctrico argentino, en especial teniendo en cuenta la historia misma del sector donde el Estado, en forma reiterada, intervino arbitrariamente cambiando reglas de juego, tanto sea para las empresas privadas como para las públicas que operaban en la industria. Los autores encuentran que para que exista inversión sustancial y sostenida en el tiempo por parte de los agentes privados se necesita que el grado de arbitrariedad por parte del Estado sea restringible. Esto se puede lograr a través de:

- a. Las condiciones iniciales del régimen regulatorio (contratos, obligaciones, etc.).
- b. Restricciones formales o informales para el cambio del régimen regulatorio.
- c. Instituciones que puedan hacer cumplir lo arriba mencionado.

En la transformación del sector eléctrico argentino las condiciones contractuales iniciales que determinaron las condiciones de venta fueron claras, detalladas, conocidas por todos los inversores, y aceptadas por éstos a través de su participación en los procesos de licitación pública. Las bases formales que restringen los cambios del régimen regulatorio se apoyan en una ley, acompañada de sus respectivas reglamentaciones por decretos y resoluciones del PEN.²⁸⁶ La ley constituye una restricción formal al cambio de régimen en la medida que una futura administración que se opusiera a la misma necesitaría del consenso del Congreso para modificarla o derogarla. La potencial rescisión futura de los contratos celebrados con los privados, por otra parte, está restringida por las indemnizaciones correspondientes que el Estado debería afrontar. Las revocaciones unilaterales constituirían violaciones constitucionales al derecho privado.²⁸⁷ El poder institucional para hacer cumplir las reglamentaciones vigentes no representa una tradición fuerte en Argentina. Hill y Abdala (1993) señalan la debilidad de la estructura judicial,

²⁸⁶ Algunas privatizaciones argentinas realizadas en otras industrias (telecomunicaciones, aerolíneas), tienen una sustentación legal menos fuerte, debido a la inexistencia de una ley que convalide el marco regulatorio.

²⁸⁷ Hay que recordar que en el pasado el Estado irrumpió discrecionalmente en las reglas de juego de la regulación del sector eléctrico en numerosas ocasiones. El efecto de estas acciones en todos los casos fueron la inmediata detención o desaceleración de las inversiones.

²⁸⁵ Reportaje publicado en la revista *Realidad Energética* (1992).

su organización y tradición de independencia, al igual que la naturaleza y estructura de las instituciones legislativas y ejecutivas en su relación con los regímenes y prácticas regulatorias. Esta "endeble" en la tradición institucional no significa, sin embargo, que esto constituya un factor insoslayable en las posibilidades de éxito del poder regulatorio futuro. En otras palabras, si bien la historia no ayuda, el desafío está planteado para el futuro, con la ventaja, en el sector eléctrico, de que se parte de reglas de juego iniciales transparentes y superadoras de modelos anteriores.²⁸⁸ Es indudable, además, que el marco de estabilidad política y por sobre todo económica creó condiciones para que los privados tomaran decisiones de participar en el proceso de venta de activos por parte del Estado. Las inversiones de los extranjeros llegaron gracias a la estabilidad, al crecimiento del mercado de capitales, y en el caso del sector eléctrico a la claridad de los procesos licitatorios y al intenso marketing realizado por el mismo gobierno, tendiente a revertir la imagen negativa de Argentina en los mercados internacionales. Las empresas locales con capacidad de alta inversión, por su parte, vieron que la venta de activos estatales brindaba oportunidades valiosas para la diversificación de sus actividades.²⁸⁹

Las injerencias discrecionales del Estado en el régimen regulatorio vigente pueden tomar varias formas. En la discusión de los párrafos anteriores se tenían en mente expropiaciones, cambios en las metas y objetivos de la regulación, imposición de nuevas obligaciones, introducción de finalidades distributivas y controles de precios, entre las principales. En muchas otras oportunidades, el intento de capturar rentas del sector viene a través de las prácticas impositivas. En el sector eléctrico se heredaron algunos componentes impositivos que no han podido ser modificados aún por el proceso de transformación actual. En especial, las distribuidoras metropolitanas pagan una tasa de 6% sobre las ventas a la Municipalidad de la ciudad de Buenos Aires y un seis por mil sobre el mismo concepto a la provincia de Buenos Aires. El impuesto municipal está en vigencia desde las viejas concesiones de principio de siglo, y en realidad su aplicación corresponde a lo que en ese momento era considerado como parte del costo de la concesión a pagarse vía impuestos futuros. Actualmente, no existe una racionalidad económica para mantener

²⁸⁸ Los dos ejemplos más notables de reglas superadoras vienen dada por la regulación por incentivos y la forma de finalización y división de las concesiones en períodos de gestión.

²⁸⁹ Así, por ejemplo, se observa la participación de empresas petroleras nacionales (Astra, Pérez Compané), empresas de la construcción, etc.

este impuesto que sólo está subsidiando gasto municipal costado por los consumidores de electricidad. Las distorsiones impositivas proliferan asimismo a nivel de las empresas provinciales. Este es otro desafío para mejorar la competitividad global del sector.

De la misma manera en que el Estado puede ser el causante natural de inestabilidad institucional y jurídica en el sector, los privados pueden, en ocasiones, originar situaciones indeseables que conduzcan a nuevas intervenciones estatales o al cambio de algunas reglas de juego. Tanto un comportamiento de inversión "especulativa" o "buscadora de rentas de corto plazo" por parte del privado como una equivocación en la percepción acerca del riesgo en el sector pueden derivar en fuertes demandas de cambios regulatorios y eventualmente en pedidos de "salvataje" (*bail-out*) por parte del privado. La primera actitud arriba mencionada es deliberada y hay ejemplos recientes y pasados ocurrido tanto en Argentina como en otros países del mundo.²⁹⁰ Esto puede evitarse en parte con un buen sistema de precalificación de ofertas como el que existió en las privatizaciones de las empresas eléctricas nacionales. La segunda situación, si bien no intencionada, es también causante de grandes presiones sectoriales para que el Estado se haga cargo cuando el privado cometió una equivocación significativa en la percepción del riesgo del sector o del riesgo global de la economía del país. En la transformación actual del sector eléctrico argentino existen dos curiosidades al respecto. En la central de Güemes y en Edelap, las ofertas ganadoras superaron en forma significativa (45.8% y 191% respectivamente) a las ofertas que las secundaban. Esto podría tener varias interpretaciones. En primer lugar, se podría deber a que el grupo ganador tenía información superior que no estaba al alcance de los otros oferentes. Esto no parece ser una explicación satisfactoria dada la transparencia de los mecanismos establecidos para el proceso de licitación y acceso a la información empresarial. Otra fundamentación viene dada por la existencia de sinergías que agregaban valor para un oferente en particular. No hay evidencias en este sentido. La respuesta parece estar centrada en la diferente percepción del riesgo, reflejada en distintas tasas de descuento, las posibles diferencias en las evaluaciones acerca

²⁹⁰ A nivel nacional, la presencia de grupos inversores no calificados produjo la intervención estatal y/o la interrupción del proceso de privatización en algunos casos de transporte ferroviario, peaje, y aerolíneas. En el sector eléctrico, un episodio de esta naturaleza ocurrió en la primera licitación de las centrales de generación de EPEC. A nivel internacional, se destacan las renacionalizaciones en Turquía, en la década de los ochenta y las primeras privatizaciones chilenas a finales de los setenta. Ver Hachette y Lüders (1992).

de algunos elementos de gestión empresarial (recupero de pérdidas, etc.), o diferencias en las proyecciones de precios futuros críticos (fuel, gas, etc.).

La capacidad de rechazo por parte del Estado de este tipo de demandas, sean originadas por actitudes especulativas o no, es un desafío al ejercicio del poder regulatorio del Estado. Afortunadamente, uno de los mecanismos innovadores del marco contractual en la regulación del sector eléctrico tiende a atemperar este riesgo. En el pasado, toda vez que una concesionaria de un servicio público amenazaba con irse a la quiebra, la eventualidad de la concreción de la misma creaba un problema legal y económico importante dado que la legislación argentina implica la virtual paralización de la explotación de los activos afectados (y la suspensión de la fuente de trabajo), hasta tanto se solucione el problema. La falta de "madurez" de los mercados de capitales para producir un *takeover* accionario agravaba el panorama. Al tratarse de un servicio público, esto restaba capacidad negociadora al poder concedente y en ocasiones terminaba en el otorgamiento de facilidades para el rescate a la empresa privada por parte del Estado. Dicho en otros términos, el costo de oportunidad del proceso de liquidación es extremadamente alto. El sistema actual de concesiones utilizados en la distribución, transporte y generación hidroeléctrica prevén mecanismos inmediatos de nuevos llamados a concurso público para así asegurar la continuidad de la concesión (y por ende la prestación del servicio), cualquiera sea la eventualidad que implique la necesidad de finalizar la relación contractual existente.

b. Las instituciones de la nueva regulación

El ENRE aparece como la novedad institucional más importante en el ejercicio del poder regulador estatal en el sector. Si bien Argentina carece de tradición en materia de este tipo de instituciones, es probable que una organización de esta naturaleza, con mayor grado de autonomía política y financiera, y alejada del status legal de dependencia administrativa del gobierno nacional, resulte en un accionar eficaz y efectivo para la regulación del sector. En una primera etapa, sin embargo, se puede esperar que cuando surjan conflictos con los grandes inversores privados del sector, éstos se canalicen a través de los más altos estamentos del PEN, en vez del ENRE. La experiencia argentina con la reciente regulación inicial en los sectores de transporte aéreo y de telecomunicaciones

así lo demuestra. A medida que transcurra el tiempo, esto puede ir cambiando,²⁹¹ dependiendo en parte del accionar del ENRE, y de la percepción que se vayan formando los agentes del sector acerca del grado de justicia y transparencia con la que el ENRE soluciona los conflictos.

La completa disociación entre el poder político y el ENRE, por otra parte, pertenece más a la utopía que a la realidad, y en el contexto del sector eléctrico argentino esto puede ser corroborado a través del rol de fijador de políticas que se ha reservado para la SE. La SE toma parte en las decisiones importantes referidas a la entrada y salida de firmas, a los nuevos proyectos de inversión, a la fijación de precios estacionales, y participa activamente en el accionar de Cammesa. Este poder de decisión que se reservó la SE debe ser ejercido con cuidado. La tentación de tratar de imponer o forzar acciones que favorezcan la política global del gobierno de turno (controles de precios, etc.) o que intenten promover objetivos de equidad y que contraríen abiertamente las acciones surgidas de los mecanismos autoregulatorios del sistema deben ser meticulosamente estudiadas y posiblemente evitadas. La historia de la regulación pasada en el sector debería proveer un aliciente suficiente para no cometer este tipo de errores. En países como el Reino Unido, para balancear los mismos intereses surgidos desde el Estado, hay una división de roles para tratar los temas de equidad y los de eficiencia en la regulación. Mientras que los primeros pertenecen al ámbito de la administración gubernamental, los objetivos de eficiencia son cuidados celosamente por el ente regulador y la comisión de monopolios. En Estados Unidos, no existe semejante separación de roles. En Nueva Zelanda, muchas de estas cuestiones son dejadas a la opinión del poder judicial. En Argentina, la práctica regulatoria en el tiempo irá definiendo el balance que existirá entre el ENRE, la SE y los demás organismos que poseen poderes regulatorios como Cammesa, AIC, ORSEP, etc.

c. ¿Cómo se completarán las privatizaciones?

El Estado como empresario no se ha retirado definitivamente del sector. Quedan aún algunas definiciones por tomarse en cuanto a las empresas binacionales y la CNEA. Otras privatizaciones menores de AyE se irán completando. La reorganización institucio-

²⁹¹ Tal es la experiencia en la evolución del ejercicio de la regulación en telecomunicaciones.

nal en las provincias es otra asignatura pendiente en un esquema ideal de transformación global, aunque esto excede al ámbito jurisdiccional del gobierno nacional. Por último, el Estado nacional debe completar la venta de acciones en las unidades de negocio ya transferidas al sector privado.

En vistas a la política de proseguir con la desafectación del rol empresario del Estado y la consecuente necesidad de completar las transferencias al sector privado de numerosas empresas públicas (no sólo de electricidad), cabe la cuestión de si se habrá arribado a una saturación de los mercados de capitales en cuanto a atracción de fondos de inversión. Restan por realizarse numerosas colocaciones. En el sector eléctrico, la mayoría de ellas están referidas a acciones clase B (generalmente representan alrededor del 30% del paquete accionario) de las empresas ya privatizadas. ¿Cuán restringidos pueden estar los mercados para estas colocaciones? ¿Cuál es el *timing* adecuado -tanto en términos económicos como políticos- para completar las ventas al sector privado?

La capacidad futura global del mercado de capitales para absorber las empresas del sector no está en dudas en la medida que Argentina continúe con su proceso de estabilidad y crecimiento experimentado en los años 1991 y 1992. Las cuestiones de *timing*, no obstante, pueden ser determinantes. Si el ritmo de crecimiento deja de tener las características de boom que tuvo en estos dos años y si la magnitud (o la velocidad) de las colocaciones excede la capacidad de absorción de los mercados esto puede constituir una limitación a la rapidez con que se puedan completar las privatizaciones. Hay, sin embargo, algunas opciones que permiten visualizar resultados auspiciosos. Por un lado, existen bancos de inversión extranjeros que estarían evaluando la posibilidad de incursionar en inversiones directas, en vez de participar solamente a través de la financiación de inversiones. Por otra parte, existe la opción del desarrollo de fondos de pensiones locales que seguramente incrementarán la oferta de fondos de inversión. También está la posibilidad de colocar parte del paquete accionario B en instituciones extranjeras, lo cual tiene la connotación colateral de atemperar el grado de volatilidad de las acciones después de realizada la colocación.²⁹²

²⁹² Hay que recordar que en el caso de las acciones remanentes de la ex-ENTel, el valor de las mismas bajó sustancialmente después de la colocación, prendiendo una luz roja sobre el futuro de operaciones similares con empresas privatizadas.

En cuanto a las empresas remanentes del Estado, la de mayor importancia relativa, Yacypetá, puede quedar sujeta a privatización en el futuro. Una consultora internacional está analizando la factibilidad de privatización, en un estudio financiado por el Banco Mundial. En lo que respecta al futuro de la CNEA y las otras empresas ligadas a ésta en el ámbito nuclear, la política de la SE apunta a reservarle al Estado el papel de regulador y fiscalizador de la actividad. La incorporación del capital privado al ámbito nuclear sería posible posteriormente a la realización de un programa de reestructuración de las tareas que lleva a cabo actualmente CNEA. Dentro de semejante programa, se prevé que la separación de actividades sería deseable, en especial en cuanto a la distinción entre las funciones eminentemente empresarias y las de investigación, desarrollo tecnológico y formación de técnicos. Mientras estas tres últimas actividades se podrían coordinar con los esfuerzos que el Estado realiza bajo el ámbito de la Secretaría de Ciencia y Técnica, las actividades empresarias podrían separarse en tanto se pueda demostrar su viabilidad tecnológica y económica. La SE, junto al BIRF, está realizando un estudio comparativo sobre la regulación de esta actividad en países en donde la generación nucleoelectrónica está en manos privadas. También es necesario definir el rol de ENACE SA, empresa constructora de nuevas centrales nucleares, donde la CNEA (y por ende el Estado) tiene una importante participación.

4. Crecimiento del sector

a. Planificación y evolución futura

¿Quiénes serán los propulsores del crecimiento del sector de ahora en más? Acostumbrados a décadas de planificación centralizada y participación estatal directa en las decisiones del sector, la transformación plantea sin duda desafíos interesantes. Algunos autores plantean dudas acerca de si los privados van a encarar obras de expansión de gran magnitud, como por ejemplo las que se requieren en las centrales hidroeléctricas. Sus temores se fundan en el hecho de que los emprendimientos de esta naturaleza requieren altas inversiones destinadas a tareas tales como el afloramiento de las cuencas, la determinación de la hidráulidad media, los estudios de posibles implantaciones, los estudios geológicos, la conformación de los embalses, las situaciones aguas abajo, el control de las crecidas, las necesidades de agua para usos alternativos, las expropiaciones, los estudios de prefactibilidad y de factibilidad, etc.

Al parecer, tanto quienes diseñaron el nuevo esquema, como los inversores privados que ya están participando activamente en el sector, creen en los incentivos a la inversión que brinda el sistema a través de reglas de juego estables y claras. Por reglas de juego se entiende en este caso no sólo el buen comportamiento de las señales de los incipientes mercados, sino la coherencia y consistencia del rol del Estado como regulador del sector. No obstante, si bien la estabilidad regulatoria favorecerá las decisiones de inversión, no puede por sí misma ser condición suficiente para garantizar financiamiento a los nuevos proyectos. En el pasado, los grandes proyectos se financiaron principalmente a través de mercados financieros internacionales (préstamos de organismos multilaterales de crédito) y de generación interna de fondos nacionales a través de la afectación de impuestos específicos. Es posible pensar que en el futuro haya un cambio de las fuentes de financiamiento hacia los mercados de capitales, por lo cual es relevante que no existan restricciones al acceso de estos mercados para que se puedan atender los requerimientos que el crecimiento del sector eléctrico vaya determinando.

Con respecto a la participación futura del Estado en la planificación del crecimiento del sector, IDEE (1992) señala que *"la nueva ley (24.065) establece que la SE preparará y publicitará entre los interesados planes orientativos sobre las condiciones de oferta y de demanda del SIN, que ofrezcan información fehaciente a los actores y potenciales inversores del MEM sobre las perspectivas del despacho"* (artículo 38). Dado que esta norma es complementaria y no sustitutiva de la ley 15.336, se especula con que la SE seguirá teniendo la responsabilidad del planeamiento eléctrico. Esto merece una interpretación adicional. En el nuevo esquema, las decisiones de nuevas inversiones son dejadas en las manos del sector privado, mientras que el Estado sólo se encargará de vigilar y custodiar que la performance global del sector y la garantía del abastecimiento eléctrico se cumplan en forma satisfactoria, de acuerdo a lo establecido en la metas de regulación y a los objetivos de política sectorial que vaya fijando la SE. A diferencia del ejemplo chileno, donde el Estado tiene una metodología determinada para clasificar proyectos de inversión y donde es el mismo Estado quien anuncia los emprendimientos a ser seleccionados dentro de este *pool* de proyectos, el rol de la SE en Argentina estará orientado a brindar información sobre escenarios futuros de oferta y demanda a toda la industria, a fijar las políticas del sector en cuanto a la regulación de la entrada y la salida en la industria, a determinar los programas de conservación y uso racional de la energía y a

realizar cálculos macroeconómicos sobre las necesidades de ahorro interno para el desarrollo global del sector.

Otra cuestión relacionada al nuevo esquema de decisiones de crecimiento actual, es la de si los privados reducirán los márgenes de reserva del sistema, que como se veía anteriormente son muy elevados en términos nominales, redundando en un sobreequipamiento innecesario. El balance de potencia reflejaba una sobreoferta (nominal) del 91.9% sobre la demanda máxima calculada para mayo de 1986. El cambio de la responsabilidad sobre el riesgo de inversión seguramente hará que las reservas se ubiquen en valores más razonables. Al quedar la iniciativa de la inversión en manos de los privados, son éstos los principales responsables de cómo se canalizará el crecimiento del sector en el futuro. Los generadores deberán tomar decisiones de selección de tecnología adecuada y elegir proyectos en base a la escasez relativa de las fuentes de energía primaria. Los distribuidores privados, por su parte, seguramente deberán plantearse una estrategia de crecimiento futuro una vez que sus empresas estén en orden. ¿Cómo van a crecer sus empresas cuando se enfrenten con una situación en donde la demanda esté estancada, ya sea por el grado de maduración del sistema o por niveles de actividad económica estables o más bajos? Las opciones que pueden manejar son varias:

- a. Fusionarse con otras empresas del sector.
- b. Competir más fuertemente por las fuentes sustituti-vas, como ser, el gas natural.
- c. Pelear por expandir su área de cobertura.²⁹³
- d. Expandirse a distribuciones provinciales, si aún hay posibilidades de hacerlo.
- e. Promocionar nuevos productos electrointensivos, formas de transporte eléctrico (trenes, subtes), etc.
- f. Especular con la importancia de las elasticidades para ofrecer tarifas reducidas en horas fuera de pico.

El manejo óptimo que permita economizar el uso de las fuentes de energía primaria es otro planteo al nuevo sistema. En el antiguo DUC (Despacho Unificado de Car-

²⁹³ Al menos después de haber recuperado las pérdidas no técnicas.

gas), las prioridades eran agua, gas, nuclear, carbón y fuel. En el nuevo sistema vendrán dadas por el costo marginal de largo plazo de generación más el de transporte. Además, la diferencia principal es que en el esquema anterior los precios de los combustibles eran fijados por el Estado, muchas veces en forma distorsionada. Al decir de FIEL (1986), "*de nada vale tener los programas de operación más sofisticados si los datos básicos no responden a la realidad económica.*"

b. Crecimiento vs. conservación

Se ha señalado que estos elementos que naturalmente promueven la expansión de los distribuidores, contrastan con los posibles incentivos negativos que da el modelo de empresas no integradas, a la no disseminación y aplicación de técnicas ahorradoras de energía. Este argumento, si bien tiene algún grado de sustento, se ve parcialmente compensado por el hecho de que también existen economías de escala²⁹⁴ en la subtransmisión a nivel de la distribución, por lo tanto habría incentivos a utilizar en forma racional la capacidad existente en este nivel. La autoridad regulatoria, por su parte, podría implementar diversos programas de incentivos para inducir a los distribuidores a que realicen prácticas conservadoras de energía.²⁹⁵ Cuál es la estrategia regulatoria óptima a adoptar en estos casos es una pregunta de difícil respuesta. Lewis y Sappington (1992) sostienen que los programas óptimos de incentivos regulatorios varían mucho, dependiendo del grado de información disponible del regulador. Una correcta apreciación de los beneficios de estos programas requiere conocimiento de la tecnología disponible para la conservación de energía²⁹⁶ y de las preferencias de los consumidores sobre consumo y ahorro de electricidad. Es en el segundo aspecto donde las empresas distribuidoras tendrían información superior al regulador, según señalan Lewis y Sappington y es allí donde el grado de información disponible del regulador juega un papel preponderante en la deter-

minación del grado de éxito de los programas de incentivos implementados. Hay otros economistas, por su parte, que creen que no es necesario implementar medida alguna ya que los mercados privados deberían asegurar la eficiencia en el uso de la energía y por ende determinar el tamaño ideal de ahorro energético.

²⁹⁴ En este caso son sinónimos de economías de densidad.

²⁹⁵ Hay numerosas iniciativas en este sentido, en especial desarrollándose en Estados Unidos. Entre las más recientes, en California se han venido implementado mecanismos de ajuste de ingresos (conocidos como ERAM: *Electric Revenue Adjustment Mechanisms*) por los cuales se garantiza a la compañía eléctrica un determinado nivel de ingreso independiente de sus ventas. Otros estados norteamericanos adoptaron programas que reembolsan a las empresas por los costos que éstas incurrían en implementar técnicas o prácticas ahorradoras de energía. Para este último ejemplo ver Schultz y Eto (1990).

²⁹⁶ Las distintas tecnologías ahorradoras de energía pueden ser consultadas en International Energy Agency (1989).

C. Reflexiones finales

1. Los pilares del cambio

Sobre el diagnóstico del sector a comienzos de la década del noventa parecen no existir demasiadas opiniones encontradas. Pese a los altos valores registrados en la inversión promedio por kW instalado en el sector, se vio que la combinación de una situación de baja hidráulica junto a la salida de una central nuclear provocó la implementación de cortes programados de suministro, altamente indeseables. El sistema desnudó la falta de mantenimiento del parque térmico convencional, poniendo en evidencia la inadecuada asignación de los fondos que alimentaban las inversiones en el sector. Adicionalmente, el carácter público de la propiedad de las firmas del sector facilitó la manipulación de cuadros tarifarios desde las administraciones gubernamentales, afectándose así, seriamente, la rentabilidad de las empresas.

Tampoco existían desacuerdos de opinión en cuanto a la necesidad de introducir cambios en el sector. Los primeros intentos de reordenamiento de la industria comenzaron en 1989/90 con la firma del Pacto Federal de la Energía Eléctrica y el intento de creación de una gran empresa federal (EFEE). Este proyecto fue reemplazado por otro cuyo énfasis se basó en los siguientes pilares:

1. Introducción y promoción de la competencia en todas las actividades donde esto fuera posible.
2. Creación de condiciones y reglas de juego transparentes que faciliten la concurrencia de productores y consumidores y que genere precios que transmitan señales eficientes de incentivos para aumentar la oferta eléctrica.
3. Separación del Estado de las actividades empresarias del sector, reservándose la función reguladora y fijadora de políticas del sector.
4. Descentralización de las decisiones de planificación en el sector.
5. Incorporación del sector privado a la industria en condiciones de riesgo.

La necesidad de introducir elementos de competencia en el sector en toda aquella actividad donde esto fuera posible motivó la decisión de la separación vertical de la industria. La actividad de la generación fue el blanco natural para la introducción de las

presiones competitivas, y esto se logró principalmente mediante el levantamiento de las barreras a la entrada y la organización de un mercado eléctrico mayorista. A esto se le agrega la separación horizontal de empresas existentes. Si bien el grado de diversificación de la oferta eléctrica antes de la transformación no era desdeñable, la privatización de empresas estatales nacionales brindó una oportunidad única -que no fue desaprovechada por el gobierno- para la mayor diversificación a través de la creación de unidades de negocio separadas.

La privatización de empresas tuvo incidencias que facilitaron la introducción de cambios en el sector, además de la promoción de la competencia en generación. Se mencionan algunos de estos cambios:

- a. A través de la transferencia de empresas al sector privado se lograron modificaciones en las estructuras laborales que llevaron a la eliminación -compensada- de personal redundante (situación frecuentemente observada en empresas públicas), con las consiguientes mejoras en la productividad del factor trabajo.
- b. Las cláusulas nuevas y existentes referidas al medio ambiente (en especial control de emisiones) tienen mayor acogida y factibilidad de acatamiento en las nuevas empresas privatizadas que en las ex-empresas públicas del sector. Este es otro efecto colateral del traspaso de firmas a manos privadas.
- c. Con la inclusión de contratos de suministro en algunas de las nuevas unidades de negocio, y a través de las privatizaciones, se aprovechó la oportunidad para fomentar la creación de los mercados a término, elemento importante en la organización económica del MEM.
- d. Si bien la utilización de las privatizaciones eléctricas para finalidades económicas extrasectoriales tuvo un alcance secundario, dichos objetivos fueron materializándose de forma natural como un elemento complementario de estas privatizaciones, pese a que la orientación prioritaria era de índole sectorial (la industria eléctrica). La atracción de capital extranjero, la cancelación de deuda externa gubernamental y la potencial utilización de las acciones remanentes de empresas ya privatizadas para favorecer el desarrollo del mercado local de capitales aparecen como las principales consecuencias coadyuvadoras del proceso privatizador desde el punto de vista macroeconómico.
- e. Las privatizaciones devolvieron la toma del factor riesgo a sus poseedores naturales, es decir, a quienes toman las decisiones de inversión y producción: las empresas del sector. En el esquema anterior, al

ser las empresas de propiedad estatal, el riesgo del sector era "socializado" y los errores en las decisiones eran pagados por toda la comunidad a través de mayores impuestos e inflación.

El proceso de transferencia de empresas al sector privado contó con una serie de elementos en común, que es conveniente remarcar. El uso del mecanismo de licitación pública se utilizó en todos los casos, con el objetivo de promover competencia desde la instancia misma de la entrada a la industria. La ejecución "cerrada" de los procesos de adjudicación (unificación de los actos de apertura de sobres con la firma de contratos de transferencia, inventarios y otros documentos) añadió transparencia y desincentivó los comportamientos especulativos tendientes a cambiar, ex-post, las condiciones de venta por parte de los adjudicatarios. La precalificación de oferentes constituyó otro factor importante en la definición actual de operadores, tanto extranjeros como locales. Otro elemento fundamental en la concepción de la transformación fue la descentralización de las decisiones de planificación en el sector. Esto permitiría evitar los costos originados por el sobredimensionamiento de la capacidad instalada, fruto de las equivocaciones surgidas de los procedimientos de planificación centralizada.

2. La regulación, elemento clave

Los objetivos principales de los reguladores son asegurar la protección a los consumidores y promover la competencia. Cómo maximizar los resultados implícitos en estos objetivos de la manera más efectiva (en términos de costos) es una cuestión estratégica importante. El poder efectivo del regulador se ve ciertamente incrementado por la existencia de la legislación escrita, aunque las leyes y decretos por sí mismos rara vez son condición suficiente para alcanzar los objetivos regulatorios de manera eficaz. En algunas circunstancias, el *corset* legal puede imponer restricciones serias (intencionales o no) a la acción regulatoria. La experiencia local en telecomunicaciones es un ejemplo de ello. La existencia de "baches", "zonas grises" y problemas no previstos en la legislación crean la necesidad de recurrir a mecanismos informales de regulación. Estas vías tienden a ser menos costosas y pueden resultar en beneficios mutuos tanto para la autoridad regulatoria como para la industria. Las prácticas regulatorias en otras industrias recientemente privatizadas en Argentina muestran algunos indicios de utilización de métodos

más flexibles e informales. En el Reino Unido, Veljanovski (1991) especifica que la regulación ha ido evolucionando hacia un sistema informal de creación de normas que opera en base a negociaciones que transcurren a la sombra de la legislación. Los compromisos formales escritos son, en teoría, mucho menos creíbles en países de poca tradición en instituciones regulatorias sólidas. Si bien es difícil predecir cómo evolucionará la práctica regulatoria en la industria eléctrica argentina, mirar a la misma como el mero cumplimiento hacia las normas legales existentes sin considerar los numerosos aspectos dinámicos asociados a ella sería un error. Los principales componentes del dinamismo necesario en la regulación del sector eléctrico vienen dados por la evolución tecnológica y los cambios en los precios relativos de la energía primaria. Diseñar normas regulatorias iniciales que sean flexibles y adaptativas no es una tarea fácil. Detrás de lo escrito formalmente existe una compleja interacción de negociaciones y acuerdos entre políticos, gerentes de empresas, trabajadores, accionistas, competidores potenciales, grupos de interés, consumidores y organismos reguladores.

¿Hasta qué punto los encargados de la regulación podrán desarrollar sus actividades con un cierto grado de autonomía de los gobiernos de turno? Es sabido que todos los gobiernos son sensibles a lo que ocurre con las empresas de servicio público, sean éstas privadas o estatales. Quienes están al frente de estas empresas saben que de alguna forma están expuestos a estas potenciales discrecionalidades por parte de los gobernantes. Los movimientos discrecionales pueden ser de tipo expropiatorio (controles de precios, modificaciones sustanciales a las condiciones de concesión, etc.), o simplemente de carácter intervencionista (o dirigista) en la industria. Afortunadamente, los contratos de concesión han sido elaborados con numerosas innovaciones que restringen (o al menos hacen más onerosa) la posibilidad de las decisiones discrecionales de tipo expropiatoria del gobierno. La tentación de los reguladores y del gobierno de tomar decisiones de índole empresarial que afecten el comportamiento de la industria está casi siempre latente. Hay que recordar en estos casos que hay un claro problema de asimetría de información que juega en contra de las autoridades regulatorias. Estas a menudo no tienen (o no tendrán) a su alcance datos reales de la industria ni muchas de las diversas consideraciones estratégicas específicas que pertenecen al ámbito empresarial. En el sector eléctrico argentino, la potencial injerencia de la SE en las decisiones de Cammesa y/o en la fijación final de precios estacionales es vista con precaución por parte de los actores privados.

La existencia de numerosas disposiciones regulatorias pensadas para el proceso de transición están ocasionando algunos cuestionamientos por parte del sector privado y seguramente serán objeto de revisión por parte de los distintos organismos encargados de la regulación, en especial el ENRE. Esta necesidad de *fine-tuning* en las normas regulatorias, era esperable en la medida que uno entienda a la regulación como un proceso dinámico donde los acontecimientos prácticos que hacen al funcionamiento de la industria van alimentando la demanda de regulación. La relación entre reguladores y empresas reguladas requiere no obstante especial atención por parte de los distintos ámbitos de gobierno. La constante interacción puede conllevar a lo que se denomina "captura regulatoria", que ocurre cuando los organismos de regulación se rinden a los intereses de las firmas que regulan.

No menos importante resulta recordar que las experiencias de regulación del sector en el pasado fracasaron no sólo por la discrecionalidad del Estado en cuanto a intervenciones arbitrarias en detrimento de las empresas del sector, sino también por las fallencias propias de los regímenes de regulación adoptados y la implementación práctica de los mismos. La estabilidad de las instituciones y la seguridad jurídica son requisitos fundamentales para el desarrollo efectivo del sector, ya que esto es sinónimo de continuidad en las inversiones. Los nuevos esquemas de regulación por incentivos tienden a subsanar los errores de diseño regulatorio ocurridos anteriormente, brindando oportunidades para que las decisiones empresarias apunten a un uso eficiente de los recursos en el sector.

La mejor garantía a la seguridad jurídica y la estabilidad de las reglas de juego yace en el desempeño del sector y en la contribución del mismo al funcionamiento global de la economía.

3. El futuro

La extensión del proceso de transformación hacia las jurisdicciones provinciales es quizás el próximo paso hacia la reconversión total del sector. Las experiencias de otros países de organización federal, como Estados Unidos o Alemania, muestra que las reformas a nivel de empresas provinciales podrían demorarse (o no materializarse en la búsqueda de la mejora de la eficiencia económica) debido a las autonomías que gozan las respectivas provincias. Las posibles diferencias entre la regulación nacional y los siste-

mas regulatorios que vayan a diseñar e implementar las provincias podrían crear algunos desbalances en el funcionamiento del sistema como un todo. Los conflictos por superposición de funciones regulatorias entre Nación y provincias no deben descartarse. Las señales de precios emanadas del nuevo esquema constituyen, no obstante, los mejores incentivos que puedan tener los diversos entes provinciales para realizar cambios tendientes a la mejora de la eficiencia interna de las empresas y a la implementación de tarifas competitivas, no distorsionantes, y que respondan a los costos de prestación del servicio.

La comparación del caso argentino con otras experiencias de reforma a nivel internacional, mostró que la profundidad del cambio es importante, debido a la extensión total de la separación de actividades y la introducción de elementos de competencia en todos los ámbitos posibles. También sirvió para identificar los elementos de la regulación y de la privatización que son propios y originales del esquema argentino. Entre ellos, se destacan el mayor grado de diversificación de la oferta (que augura mejores perspectivas que en otros países en cuanto a la no existencia de comportamientos anticompetitivos), la regulación en el transporte (obligación de disponibilidad sujeta a penalidades), los mecanismos de expansión de la capacidad de transporte (a través de la determinación de un *pool* de beneficiarios), y las formas de terminación o transferencia al final de los períodos de gestión previstos en las concesiones (llamado automático a proceso de licitación pública).

La legitimización del proceso de transformación se medirá, en definitiva, a través de los resultados que se obtengan del mismo. Los consumidores de electricidad serán quienes juzguen el proceso de transformación, ya que son ellos los que experimentan los cambios en las cantidades, precios y calidad de los servicios brindados a través del nuevo sistema.

Índice de abreviaturas

ADEERA	Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina
AGEERA	Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina
AGUEERA	Asociación de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica de la República Argentina
AIC	Autoridad Interjurisdiccional de Cuenca
AP	Alumbrado público
AT	Alta tensión
AyE	Agua y Energía Eléctrica Sociedad del Estado
BANADE	Banco Nacional de Desarrollo
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
BIRF	Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento
BT	Baja tensión
CADE	Compañía Argentina de Electricidad
Cammeesa	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Sociedad Anónima
CAPSA	Compañías Asociadas Petroleras Sociedad Anónima
CASPE	Comisión Administradora del Servicio Público de Electricidad
CAT	Compañía Argentina de Teléfonos
CATE	Compañía Alemana Transatlántica de Electricidad
CDEC	Centro de Despacho Económico de Carga (Chile)
CEDE	Centrales Eléctricas del Estado
CEE	Comunidad Económica Europea
CEGB	Central Electricity Generating Board
CENS	Costo de la energía no suministrada
CEP	Compañía de Electricidad de la Provincia de Buenos Aires, Limited
CFEE	Consejo Federal de Energía Eléctrica
CHADE	Compañía Hispano Argentina de Electricidad
CIAE	Compañía Italo-Argentina de Electricidad
CIER	Comisión de Integración Eléctrica Regional
CIMOP	Consejo Interprovincial de Ministros de Obras Públicas
CNE	Comisión Nacional de Energía
CNEA	Comisión Nacional de Energía Atómica
CO ₂	Dióxido de carbono
COM	Construcción, operación y mantenimiento
CONADEPA	Comisión Nacional para el Desarrollo de la Patagonia
CORFO	Corporación de Fomento de la Producción (Chile)
CTI	Compañías transportistas independientes
CTMSG	Comisión Técnica Mixta de Salto Grande
DEBA	Dirección de Energía de la provincia de Buenos Aires
DEMBA	Dirección de Electricidad y Mecánica de Buenos Aires
DGAyE	Dirección General de Agua y Energía
DGES	Director general de suministro de electricidad (UK)
DGI	Dirección General Impositiva
DNC	Despacho Nacional de Cargas
DPC	Difenilos policlorados
DPESALTA	Dirección Provincial de Energía de Salta
DUC	Despacho Unificado de Cargas
EBASCO	Electric Bond and Share Power Co.
EBY	Empresa Binacional Yacyretá
EDELAP	Empresa Distribuidora de Electricidad de La Plata
EDENOR	Empresa Distribuidora de Electricidad del Norte

EDESAL	Empresa de Electricidad de San Luis
EDESUR	Empresa Distribuidora de Electricidad del Sur
EDF	Electricité de France
EFEE	Empresa Federal de Energía Eléctrica
EGF	Empresas generadoras fondos
EIF	Empresas inversoras de fondos
EMASA	Empresa de Medio Ambiente Sociedad Anónima
EMSA	Electricidad de Misiones
FMSF	Energía Mendoza Sociedad del Estado
ENDE	Empresa Nacional de Energía
ENRE	Ente Nacional Regulador de la Electricidad
ENS	Energía no suministrada
ENTel	Empresa Nacional de Telecomunicaciones
EPEC	Empresa Provincial de Energía de Córdoba
EPEN	Empresa Provincial de Energía de Neuquén
EPESF	Empresa Provincial de Energía de Santa Fe
ERAM	Electricity Revenue Adjustment Mechanism
ERSE	Energía Río Negro Sociedad Estatal
ESEBA	Empresa Social de Energía de Buenos Aires
ETDT	Empresa Transportista de Distribución Troncal
FATLYF	Federación Argentina de Trabajadores de Luz y Fuerza
FCCC	Fondo Chocón-Cerros Colorados-Alicopá
FCE-UNC	Facultad de Ciencias Económicas, Universidad Nacional de Córdoba
FEDEI	Fondo Especial para el Desarrollo Eléctrico del Interior
FERC	Federal Energy Regulatory Commission (USA)
FIEL	Fundación de Investigaciones Económicas Latino-ame-ricanas
FNE	Fondo Nacional de la Energía
FNEE	Fondo Nacional de la Energía Eléctrica
FNGOE	Fondo Nacional de Grandes Obras Eléctricas
GWh	Gigawatts hora
Hidronor	Hidroeléctrica Norpatagónica Sociedad Anónima
IDEE	Instituto de Economía Energética
IEERAL	Instituto de Estudios Económicos sobre la Realidad Latinoamericana
IOU	Investor Owned Utilities
IVA	Impuesto al Valor Agregado
kW	Kilowatts
kWh	Kilowatts hora
MARGO	Modelo Argentino Regionalizado de Gestión Operativa
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MEyOSP	Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos
MMC	Monopolies and Merger Commission (UK)
MT	Media tensión
MW	Megawatts
NEA	Noreste Argentino
NGC	National Grid Company
NIE	Northern Ireland Electricity
NOA	Noroeste Argentino
NO	Oxido de nitrógeno
OED	Organismo Encargado del Despacho
OFFER	Office of Electricity Regulation (UK)
OLADE	Organización Regional Latinoamericana de Energía
ORSEP	Organismo de Seguridad de Presas

OSCAR	Optimizador Secuencial de Cuencas Argentinas
PBI	Producto Bruto Interno
PEN	Poder Ejecutivo Nacional
PES	Public Electricity Suppliers
PPP	Programa de Propiedad Participada
PROHISA	Proyectos Hidroeléctricos Sociedad Anónima
PUHCA	Public Utility Holding Company Act
PURPA	Public Utilities Regulatory Policies Act
RAEET	Remuneración anual por energía eléctrica transpor-tada
RPI	Retail Price Index
RVT	Remuneración variable al transporte
RVTE	Remuneración variable por transporte de energía
RVTP	Remuneración variable por transporte de potencia
SE	Secretaría de Energía de la Nación
SEC	Securities Exchange Commission
SEE	Secretaría de Energía Eléctrica de la Nación
SEGBA	Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires Sociedad Anónima
SEP	Asociación de empresas productoras de electricidad (Holanda)
SESLEP	Servicios Eléctricos de San Luis Empresa Provin-cial
SIC	Sistema Interconectado Central (Chile)
SIEE	Sistema de Información Económico Energético
SIGEN	Sindicatura General de la Nación
SIGEP	Sindicatura General de Emprcas Públicas
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SING	Sistema Interconectado Norte Grande (Chile)
SO ₂	Oxido de azufre
SPEC	Servicio Público de Electricidad de Córdoba
SPPD	Sobreprecio por potencia puesta a disposición
SPRF	Sobreprecio por riesgo de falla
SSEB	South Scotland Electricity Board
STEEAT	Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión
STEEDT	Sistema de Transporte de Energía Eléctrica por Distribu-ción Troncal
TEP	Toneladas equivalentes de petróleo
tn	Toneladas
UIA	Unión Industrial Argentina
UNC	Universidad Nacional de Córdoba
VAD	Valor agregado de la distribución
YCF	Yacimientos Carboníferos Fiscales
YPF	Yacimientos Petrolíferos Fiscales

Bibliografía

- Abdala, M. A., "The Regulation of Newly Privatized Firms: An Illustration from Argentina", en Baer W. y Birch M. Praeger. *Privatization in Latin America*.
- ADEERA, "Estudio de precios en el mercado Eléctrico Mayorista; formación de precios y de tarifas". Mimeo. Buenos Aires. Diciembre, 1992.
- ADEERA, "Estudio de precios en el mercado Eléctrico Mayorista". Mimeo. Buenos Aires. Febrero, 1993.
- Administración Servicios Eléctricos Ex-CIAE, "Memoria y balance general 1979". 1979.
- Agua y Energía Eléctrica, "Memorias y balances. 1979-1980-1982-1983-1985-1986".
- Agua y Energía Eléctrica, "Cuarenta años de Agua y Energía Eléctrica 1947-1987". Buenos Aires, 1987.
- Agua y Energía Eléctrica, "Síntesis de la operación realizada; evolución de los principales parámetros y facturación del mercado eléctrico mayorista". Mimeo, 1991.
- American Chamber of Commerce in Argentina y Centro de Graduados en Economía UCA, "Investment Opportunities and Privatization in Argentina". New York. Noviembre 1991.
- Arthur Andersen & CO y Cambridge Energy Research Associates, "Electric Power Trends". Cambridge, 1989.
- Ariño Ortiz, G., "Estudio introductorio; el estado de la cuestión en la reforma anunciada del sector eléctrico". Mimeo. Madrid, 1992.
- Arizu, B. y Caruso, L. M., "Pricing System in the Argentine Wholesale Electric Market". Mimeo. Buenos Aires, 1992.
- Averch, H. y Johnson, L., "Behavior of the Firm under Regulatory Constraint". *American Economic Review*. Vol. 52 No. 5. 1962.
- Banco Mariva, "Avances en los Procesos de Privatización". Informes Varios. Buenos Aires, 1992.

Bandieri, S. y Blanco, G., "Antecedentes, origen y evolución histórica de Hidronor S.A. (1967-1987)". Mimeo. Cipoletti. Junio, 1988.

Bastos, C. M. y Givogri C., "La selección de inversiones en el plan de equipamiento eléctrico". *Estudios*, Año 7, No. 28. Córdoba. Octubre-diciembre, 1983.

Bastos, C. M., "Conservar la energía eléctrica; una alternativa no suficientemente aprovechada en el país". *Novedades Económicas*, Año 7, No. 47. Córdoba. Noviembre 1984.

Bastos, C. M. y Sperman, M. E., "Políticas tarifarias-planeamiento". Seminario Latinoamericano de planificación de sistemas eléctricos. Buenos Aires, 1987.

Bastos, C. M., Givogri, C. y Visintini, A., "Project: Energy Pricing". Reporte técnico. IDRC. Córdoba. Mayo, 1988.

Bastos, C. M., "El proyecto de marco regulatorio y el programa de privatizaciones en el sector eléctrico". *Novedades Económicas*, Año 13, No. 129. Córdoba. Septiembre, 1991.

Bastos, C. M., "El Estado como regulador". Mimeo. Julio, 1992.

Bastos, C. M., "La transformación de la industria eléctrica argentina y la organización del mercado eléctrico mayorista". Mimeo. Bogotá. Noviembre, 1992.

Bernstein, S., "El modelo chileno de estructuración del sector eléctrico". Mimeo. 1991.

Bonner, F. E., "The Electricity Supply Industry. Critique of the Privatization Proposals". Energy Policy. Febrero, 1989.

Brown, A., "Observations on Regulation". Mimeo. 1993.

CAMMESA, "Reprogramación trimestre Febrero-Abril 1993". Mimeo. 1992.

CAMMESA, "Procedimientos para la programación de la operación, el despacho de cargas y el cálculo de precios: Compendio de resoluciones ex-SEE 61/92". Mimeo. 1992.

CAMMESA, "Información comercial del M.E.M. Agosto-Diciembre de 1992". Mimeo. 1993.

CAMMESA, "Análisis de resultados. Informe anual 1992". Mimeo. 1993.

CIER, "Boletín de la Comisión de Integración Eléctrica Regional". Año 28, No. 246. Septiembre, 1992.

Ciruzzi, R. B., "Tarificación eléctrica, el caso de Agua y Energía Eléctrica". Segundo seminario sobre economía de la energía. Oficina Sectorial de Desarrollo de Energía. Buenos Aires, 1971.

Comisión Nacional de Energía, "El sector energía en Chile". Santiago, 1989.

Compañía Italo-Argentina de Electricidad, "Memoria anual y balance general", 1964-1966-1978.

CNEA, "Nuclear Energy in Argentina". Mimeo 1991.

Damonte, M., "Análisis de las reformas del sector eléctrico en la Argentina". Mimeo. 1992.

Despacho Nacional de Cargas, "Informe anual de operación del sistema interconectado nacional". Buenos Aires, 1990.

Díaz Lema, J. M., "El marco legal del sector eléctrico alemán y holandés", en Presente y Futuro del Sector Eléctrico. Revista del Instituto de Estudios Económicos, No. 4. Madrid, 1991.

El Economista, varios números, 1993.

Electric Perspectives. Julio-Agosto, 1992.

EPEC, "25 Aniversario de la provincialización del servicio público de electricidad en Córdoba". Mimeo. Córdoba, 1971.

Facultad de Ciencias Económicas de la UNC, "La crisis del sector eléctrico". Mimeo. Córdoba. Marzo, 1972.

Facultad de Ciencias Económicas de la UNC, "Informe para EPEC". Córdoba. Marzo, 1972.

Federal Energy Regulatory Commission, "Electricity Transmission. Realities, Theory and Policy Alternatives". The Transmission Task Force's Report to the Commission. 1989.

FIEL, "La reforma de la función del Estado en la economía argentina, sector eléctrico". Mimeo. Buenos Aires, 1986.

FIEL, "Los costos del Estado regulador". Editorial Manantial. Buenos Aires, 1989.

Galal, A., Jones, L. Tandon, P. y Vogelsang, I., "Welfare Consequences of Selling Public Enterprises. Synthesis of Cases and Policy Summary". Próxima publicación del Banco Mundial. Washington, D. C., 1993.

Givogri, C., "Fundamentos económicos de las tarifas marginalistas". Segundo seminario sobre economía de la energía. Oficina Sectorial de Desarrollo de Energía. Buenos Aires, 1971.

Givogri, C. y Visintini, A., "Las proyecciones de la demanda de energía en la Argentina". *Estudios*, Año 1, No. 2. Córdoba. Marzo-Abril, 1978.

Givogri, C. y Kuszniir, J. C., "Análisis comparativo de las tarifas de las principales empresas eléctricas argentinas". *Estudios*, Año 1, No. 3. Córdoba. Abril-Mayo, 1978.

Givogri, C., "El régimen para los intercambios de energía y potencia en el sistema eléctrico argentino". *Estudios*, Año 3, No. 16. Córdoba. Octubre-Diciembre, 1980.

Givogri, C., "El sistema interconectado y el ordenamiento institucional del sector eléctrico argentino". *Estudios*, Año 4, No. 17. Córdoba. Enero-Marzo, 1981.

Givogri, C., "Problemas y soluciones en el sector energético". *Novedades Económicas*, Año 5, No. 30. Córdoba. Mayo, 1983.

Givogri, C., "Las tarifas eléctricas en distintos lugares del país". *Novedades Económicas*, Año 6, No. 42. Córdoba. Junio, 1984.

Givogri, C. Visintini, A., García, R. y Bastos, C., "Un modelo energético para la Argentina". *Estudios*, Año 13, No. 54. Córdoba. Abril-Junio, 1990.

Gonzalez, Hugo, "El mercado eléctrico mayorista". *Realidad Económica*. No. 108. Mayo-Junio, 1992.

Gonzalez, Hugo, "El marco regulatorio eléctrico; un debate inconcluso". *Realidad Económica*. 1992.

Gracia Núñez, S., "Crisis actual de la energía eléctrica en el país y sus posibles soluciones". Mimeo. 1957.

Grimoldi, C., "Consideración del costo social de falla en la planificación de sistemas eléctricos". Documentos de Trabajos No. 135. Instituto Torcuato Di Tella. Buenos Aires. Noviembre, 1986.

Guadagni, A., "¿Congelamientos de tarifas eléctricas; un subsidio a la Capital Federal?". *Novedades Económicas*, Año 5, No. 32. Julio, 1983.

Hachette, D. y Luders, R., "La privatización en Chile". Editorial CINDE. Santiago de Chile, 1992.

Hasson, G., Groisman, F., Hasson, R., Dubrovsky, H., Kozulj, R., Pistonesi, H. y Bouille, D., "El desempeño del sistema eléctrico argentino". Publicación IDEE-376. 1991a.

Hasson, A., Hasson, G. y Pistonesi, H., "Ley No. 24.065. Concesión Hidronor: análisis de sus efectos y alternativas en la provincia de Río Negro en el nuevo marco regulatorio". Informe al Departamento Provincial de Aguas de la Provincia de Río Negro. Bariloche, 1992.

Hasson, G., Hasson, R., Dubrovsky, H. y Groisman, F., "Sistema eléctrico argentino estructura institucional, regulación y desempeño". Publicación IDEE-406. Febrero, 1992.

Hennessy, M. and Keane, D., "Lifeline rates in California pricing Electricity to Attain Social Goals". Pág. 123-140. Evaluation Review, Vol. 13, No. 2. 1989.

Hesse, M., "Regulación del sector eléctrico, objetivos y principios" en Presente y Futuro del sector eléctrico. Revista del Instituto de Estudios Económicos, No. 4. Madrid 1991.

Hidronor S.A., "Una historia de veinte años". Mimeo. Octubre, 1987.

Horwitz, R., "The Development of the Institutional and Regulatory Structure of the South African Electricity Industry". Mimeo. California. Octubre, 1992.

Hyman, L. y West, H., "Diversification, Deregulation, and Competition: Cost of Capital Implications for Electric Utilities. Deregulation and Diversification of Utilities." Kluwer Academic Publishers. Boston, 1989.

IEERAL, "Privatización del sector eléctrico". Programa de asistencia al Poder Legislativo. N° 53. Noviembre, 1990.

IEERAL, "Modificación al régimen de regalías hidroeléctricas". Programa de asistencia al Poder Legislativo. N° 73. Octubre, 1991.

IEERAL, *Novedades Económicas*. Vol. 13, No. 129. 1991.

International Energy Agency, "Electricity End Use Efficiency. Paris: International Energy Agency". Mimeo. 1989.

Instituto Argentino de la Energía General Mosconi, "Costos de la Energía en la industria". Artículo presentado en el seminario internacional sobre gestión de empresas eléctricas. Buenos Aires, 1990.

Jones, L., Tandon, P. y Vogelsang, I., "Selling Public Enterprises: A Cost-Benefit Methodology". The MIT Press. Cambridge, 1990.

Joskow, P., "Regulatory Failure, Regulatory Reform and Structural Change in the Electric Industry". *Brookings Papers on Economic Activity: Microeconomics*. 1989.

Joskow, P., "Understanding the 'Unbundled' Utility Conservation Bidding Proposal". *Public Utilities Fortnightly*. 1990.

Joskow, P., "The Evolution of an Independent Power Sector and Competitive Procurement". *Research in Law and Economics*, Vol. 13. Pages 63-100. 1991.

Karacsonyi, J., "Análisis de la Crisis Energética". Mimeo. 1988.

Kohn, M., "The Role of the Market in Solving Problems in the Field of Energy and Environment". XV Congreso Mundial de la Energía. Madrid, 1992.

Kozulj, R., Hasson, A., Suárez, C., Pistonessi, H. y Hasson, G., "Política de precios de la energía en Argentina; 1970-1990: Precios y tarifas del sector eléctrico". Publicación IDEE-368. Julio, 1991b.

Llach, J., "La nueva economía institucional y la desestatización de las empresas públicas", en *Economía de las Empresas Públicas*. Editorial Tesis. Buenos Aires, 1990.

Lewis, T. and Sappington, D., "Incentives for Conservation and Quality Improvement by Public Utilities". *American Economic Review*. Vol. 82, No. 5. Diciembre, 1992.

Littlechild, S. C., "Privatization of the Power Sector in the UK". Mimeo. México, 1991.

Martínez López-Muñiz, J. L., "El sector eléctrico en España", en *Presente y Futuro del sector eléctrico*. Revista del Instituto de Estudios Económicos, No. 4. Madrid 1991.

Meller, P., Léniz, S., Swinburn, C., "Comparaciones Internacionales de concentración industrial en América Latina". *Ensayos Eciel*: 3, 1976.

Mercado Eléctrico. Año I. No. 1-2. Diciembre, 1992 - Marzo, 1993.

Michaels, R., "Reorganizing Electricity Supply in New Zealand". *Contemporary Policy Issues*, Vol. 7, No. 10. 1989.

Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos. "Anexo II-B: Contrato de Concesión con EDELAP S.A.". 1992.

Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos. "Concurso público internacional para la venta del 65% de las acciones de la compañía de Transporte de Energía Eléctrica en alta tensión. Pliego de bases y condiciones". Tomo I. Noviembre, 1992.

Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos. "Anexo IV: Contrato de Transferencia, EDENOR y EDESUR". Buenos Aires, 1992.

Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos. "Anexo XXV-B: Contrato de suministro de energía eléctrica Central Costanera S.A.". Buenos Aires, 1992.

Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos. "Anexo III: Reglamento de suministro de energía para los servicios prestados por EDENOR y EDESUR. Buenos Aires, 1992.

Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos. "Anexo IX: Contrato de concesión hidroeléctrica Cerros Colorados S.A.". Buenos Aires, 1993.

Navajas, F. y Porto, A., "Aspectos de equidad en el diseño y evaluación de tarifas públicas no uniformes", en *Economía de las Empresas Públicas*. Editorial Tesis. Buenos Aires, 1991.

Pérez Arriaga, I., "Pricing of Transmission Services". Mimeo. 1992.

Pistonesi, H., Bouille, D., Hasson, R., González, H. y Zoratti, A., "Análisis de los costos de generación y su relación con los precios del mercado mayorista del sistema eléctrico". Publicación IDEE-389. 1991c.

Poder Ejecutivo Nacional. Decreto No. 8.297. Buenos Aires. Octubre, 1958.

Poder Ejecutivo Nacional. Decreto No. 8.140. "Aprobando el plan Pinedo y disponiendo su ejecución". Buenos Aires. Septiembre, 1961.

Poder Ejecutivo Nacional. Decreto No. 634. Buenos Aires. Abril, 1991.

Poder Ejecutivo Nacional. Decreto No. 1192. Buenos Aires. Julio, 1992.

Poder Ejecutivo Nacional. Decreto No. 1398. Buenos Aires. Agosto, 1992.

Poder Ejecutivo Nacional. Decreto No. 2180. Buenos Aires. Noviembre, 1992.

Poder Ejecutivo Nacional. Decreto No. 287. Buenos Aires. Febrero, 1993.

Price Waterhouse, "Regulated Industries. The UK Framework". Public Finance Foundation. London. Abril, 1992.

Priddle, R., "The Canadian Model". Presentación en el seminario sobre regulación de servicios de gas natural. Buenos Aires, 1992.

Proyecto Energético. Año 6, No. 31-33. Septiembre-Diciembre 1991, Abril 1992.

Realidad Energética. Año 10, No. 49. Buenos Aires, 1992.

RCG/Hagler, Bailly, INC., "The Markets for Independent Power Capacity: Where? When? Why?". Mimeo. 1991.

Revista Electro-Técnica. Mayo-Junio 1992.

Revista Telegráfica Electrónica. Año 80, No. 936. 1992.

Revista Competencia. Año XXVI No. 312. 1992.

Rodríguez, C. M., "Informe de la Comisión Investigadora de los Servicios Públicos de Electricidad de la Ciudad de Buenos Aires". Buenos Aires, 1945.

Rose and Roskow, P., "The Diffusion of New Technologies: Evidence from the Electric Utility Industry". *Rand Journal of Economics*. Vol. 21 No. 3. 1990.

Ruff, L., "The UK Electricity Market: Experiment and its Lessons". Editado por Putman, Hayes & Bertlett, Londres. Junio, 1991.

Schultz, D. and Fto, J., "Designing Shared - Savings Incentive Programs from Energy Efficiency: Balancing Carrots and Sticks". Lawrence Berkeley Laboratories, University of California. Diciembre, 1990.

Schweppe, C., Caramanis, M., Tabors, B., Bohn, R., "Spot Pricing of Electricity". Kluwer Academic Publishers. Boston, 1988.

Schydlowsky, D., "Privatization in Macroeconomic Context". Artículo presentado en la conferencia México in the 1990s: Liberalization and the Role of the State. 1990.

Secretaría de Energía. "Plan Nacional de Equipamiento Eléctrico 1979-2000". Buenos Aires, 1979.

Secretaría de Energía. "Ideas para la transformación institucional del sector eléctrico". Buenos Aires. Octubre, 1984.

Secretaría de Energía. "Plan Nacional 1986-2000". Buenos Aires, 1986.

Secretaría de Energía. "Manual de gestión ambiental para obras hidráulicas con aprovechamiento energético". Buenos Aires. Diciembre, 1987.

Secretaría de Energía. "Anuario Energía Eléctrica 1990". Buenos Aires, 1990.

Secretaría de Energía. "El proceso de privatización en el marco de la política de reasignación de roles entre los sectores públicos y privados". Buenos Aires, 1992.

Secretaría de Energía. "Manual de gestión ambiental del sistema de transporte eléctrico de extra alta tensión". Resolución No. 15. Buenos Aires. Septiembre, 1992.

Secretaría de Energía. Resolución No. 50. Buenos Aires. Octubre, 1992.

Secretaría de Energía. Resolución No. 53. Buenos Aires. Octubre, 1992.

Secretaría de Energía. Resolución No. 137. Buenos Aires. Diciembre, 1992.

Secretaría de Energía. Resolución No. 162. Buenos Aires. Diciembre, 1992.

Secretaría de Energía. Resolución No. 176. Buenos Aires. Diciembre, 1992.

Secretaría de Energía. Resolución No. 154. Buenos Aires. Mayo, 1993.

Secretaría de Energía Eléctrica. "Situación del sector eléctrico: reunión Gabinete Nacional". Buenos Aires. Noviembre, 1991.

Secretaría de Energía Eléctrica. "Proceso de transformación del sector eléctrico: Reunión de Gabinete Ministerial". Buenos Aires. Enero, 1992.

Secretaría de Energía Eléctrica. "Reforma estructural del sector eléctrico argentino. Información económico financiera". Buenos Aires. Marzo, 1992.

Secretaría de Energía Eléctrica. "La política energética argentina en la administración del actual gobierno". Buenos Aires. Abril, 1992.

Secretaría de Energía Eléctrica. "La gestión ambiental en el sector eléctrico argentino". Buenos Aires. Mayo, 1992.

Secretaría de Energía Eléctrica. "New Opportunities of Investment in Argentina". Frankfurt. Septiembre, 1992.

SEGBA, "Memorias y balances. 1960-1961-1962-1963-1987-1988-1989-1990".

SEGBA, "Documentos relativos a la constitución y actividades de Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires (Anexo I)". Buenos Aires, 1963.

SEGBA, "Contrato de concesión entre el Gobierno de la Nación y Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires S.A.". Buenos Aires, 1973.

SEGBA, "Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires: Estatuto". Buenos Aires, 1991.

Seijas, P. J., "Estado contable de sociedades con cotización en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires", en *La Inversión bursátil*. Editorial Tesis. Buenos Aires, 1988.

Senado y Cámara de Diputados de la Nación Argentina. "Ley No. 15.336". Buenos Aires, 1960.

Senado y Cámara de Diputados de la Nación Argentina. "Reforma del Estado. Ley No. 23.696". Buenos Aires, 1989.

Senado y Cámara de Diputados de la Nación Argentina. "Generación, transporte y distribución de electricidad. Ley No. 24.065". Buenos Aires. Enero, 1992.

SIGEP, "Historia de las empresas públicas argentinas". Documento de divulgación No. 6. Noviembre, 1983.

SIGEP, "Informe de gestión anual AyE 1991". Buenos Aires. Abril, 1992.

SIGEP, "Informe de gestión anual Hidronor S.A. 1991". Buenos Aires. Abril, 1992.

SIGEP, "Informe de gestión anual SEGBA 1991". Buenos Aires. Abril, 1992.

Siosanshi, F. and Davis, E., "Information Technology and Efficient Pricing". *Energy Policy*. 1989.

Stalon, C., "Objectives of Regulation". Mimeo. 1993.

Suárez, C. E., "Política energética argentina". Fundación Bariloche. Mimeo. Bariloche, 1975.

Subsecretaría de Energía. "Manual de gestión ambiental de centrales térmicas convencionales para generación de energía eléctrica". Buenos Aires. Marzo, 1990.

Subsecretaría de Energía. "Reordenamiento empresario del sector eléctrico". Marzo, 1990.

Subsecretaría de Energía Eléctrica. "La reconversión del sector eléctrico". Junio, 1991.

Subsecretaría de Energía Eléctrica. Resolución No. 38. Buenos Aires. Julio, 1991.

Subsecretaría de Energía Eléctrica. "Descripción del sector eléctrico". Documento Conferencia de Ministros de OLADE. Septiembre, 1991.

Tabors, B., "Transmission System Management and Pricing: New Paradigms and International Comparisons". Mimeo. 1992.

Teplitz-Sembitzky, W., "Electricity pricing: Conventional Views and New Concepts". *The World Bank Energy Series Papers* No. 52. Washington, 1992.

Tirole, J., "The Theory of Industrial Organization". The MIT Press. Cambridge, 1989.

Transmission & Distribution. Vol. 40, No. 9. Septiembre, 1988.

Trillo-Figueroa Martínez Conde, J., "El mercado interior de la energía: objetivo de la CE", en *Presente y Futuro del sector eléctrico*. Revista del Instituto de Estudios Económicos. Madrid, 1991.

- Turvey, R. and Anderson, D., "Electricity Economics Essays and Case Studies". A World Bank Research Publication. 1977.
- U.S. Agency for International Development, "Cogeneration in Argentina". *Business Focus Series*. Junio, 1992.
- Veljanovski, C. "Regulators and the Market". Institute of Economic Affairs. London, 1991.
- Viladrich, A. y Márquez, S., "El equipamiento hidroeléctrico argentino: políticas de elaboración de proyectos y de inversiones". *Realidad Económica*. 1992.
- Visintini, A. y Bastos, C., "Hacia un nuevo plan de equipamiento eléctrico". *Novedades Económicas*, Año 8, no. 59. Noviembre, 1985.
- Wellicz, S. H., "Regulation of Natural Gas Pipeline Companies: An Economic Analysis". *Journal of Political Economy*. Vol 55. 1963.
- Westley, G., "New Directions in Econometric Modeling of Energy Demand". Washington. Inter American Development Bank, 1992.
- While, A., "The Electricity Industry in England and Wales". Mimeo. London, 1990.
- World Electricity. Financial Times Survey. Mayo, 1992.
- World Bank, "Informe sobre el Desarrollo Mundial 1992: Desarrollo y Medio Ambiente". Washington D.C., 1992.

Manuel Ángel Abdala es Master y Doctor en Economía de la Boston University, y egresado como Licenciado en Economía de la Universidad Nacional de Córdoba. En la actualidad se desempeña como director de una consultora económica internacional basada en Argentina. Es asesor en temas de regulación económica de instituciones como el Banco Mundial, la Secretaría de Energía y la Comisión Nacional de Telecomunicaciones. Ha escrito y publicado artículos sobre privatizaciones y regulación en Argentina y en otros países como México y Reino Unido.

Transformación del sector eléctrico argentino describe y analiza los cambios en la organización económica institucional, las privatizaciones y la regulación en la industria eléctrica de Argentina ocurridos durante la administración del presidente Menem.

La profundidad de los cambios reconoce características propias y originales que concitan sumo interés para observadores avezados y para aquellos países que están iniciando reformas en el sector. La experiencia Argentina va más allá de la transferencia de empresas estatales al sector privado. La creación y organización de un mercado eléctrico mayorista, la separación de actividades entre generación, transporte y distribución, la remoción de barreras de entrada y de salida a la industria y la regulación de actividades monopólicas a través de un sistema de incentivos y penalidades son algunos de los elementos centrales de la nueva organización del sector.

Los responsables de este trabajo combinan el conocimiento de Carlos M. Bastos, quien fuera protagonista del diseño y de la conducción del proceso de transformación al frente de la Secretaría de Energía, y de Manuel Angel Abdala, economista experto en temas de organización industrial y economía de la regulación.

En esta obra se discuten con detalle los pormenores de la transformación, anticipando además cuáles serán, a juicio de los autores, los desafíos futuros por los que deberá atravesar el sector.